



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

ARI-PEKKA KYKKÄ
TOIMITUSVARMUUDEN KEHITTÄMINEN SEIVERKOT OY:SSÄ
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järven-
tausta
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 5. joulukuu-
ta 2012

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

KYYKKÄ ARI-PEKKA, Toimitusvarmuuden kehittäminen Seiverkot Oy:ssä

Diplomityö, 70 sivua, 3 liitesivua

Kesäkuu 2013

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Luotettavuus, valvontamalli, strateginen suunnittelu, toimitusvarmuus, käyttövarmuus, vyöhykekonsepti, kaapelointiaste, verkkokatkaisija

Toimitusvarmuus on tärkeä osa sähköjakelua. Sen merkitys on kasvanut viime vuosien poikkeustilanteiden vuoksi, mitkä ovat aiheuttaneet alueellisesti pitkiä sähköjakelun keskeytyksiä asiakkaille. Nyt myös lainsäädännössä otetaan kantaa asiaan vaatimalla verkkoyhtiöitä parantamaan toimitusvarmuutta sähkömarkkinalain muutoksen avulla.

Tämän diplomityön tavoite oli etsiä toimenpiteitä, joilla parannettaisiin Seiverkot Oy:n toimitusvarmuutta. Sähköjakelun luotettavuus on ollut Seiverkot Oy:llä viime vuosina korkea, mutta luotettavuuden nostaminen koettiin silti tärkeäksi. Verkkoyhtiöillä oli etukäteen suunniteltu paikkoja, minne aiotaan lisätä verkkokatkaisijoita toimitusvarmuuden parantamiseksi.

Seiverkot Oy:n jakeluverkko analysoitiin toimitusvarmuuden kannalta. Keskeytyksestä aiheutuvan haitan kustannuslaskentaa sovellettiin ja hyödynnettiin sähköasemien ja niiden johtolähtöjen keskeytyskustannusten analysoimisessa. Analyysin perusteella valittiin kuusi tutkittavaa johtolähtöä, joiden toimitusvarmuutta haluttiin parantaa. Johtolähdöt olivat Itikka J12, Myllykoski J11 ja J13, Pohja J07 sekä Soukkajoki J05 ja J08.

Valittujen johtolähtöjen toimitusvarmuuden parantamiseksi tutkittiin verkkokatkaisijoiden, maakaapeloinnin, varayhteyksien tai saneerauksen vaikutusta. Tutkittaville johtolähdöille selvitettiin, miten kuormitus jakautuu niillä sähköasemalta pois päin katsottuna. Kuormituksen jakautumisen avulla tutkittiin mahdollisia paikkoja verkkokatkaisijoille. Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset toimitusvarmuuteen selvitettiin KAH-kustannuslaskentaa hyödyntäen. Varayhteyksien lisäämisen vaikutus sekä johtolähdön komponenttien saneeraustarve tutkittiin tapauskohtaisesti analysoimalla johtolähtöä ja tutkimalla kunnossapitojärjestelmän tietoja komponenttikohtaisesti.

Työn avulla selvisi, että johtolähdöille Itikka J12, Myllykoski J13 sekä Soukkajoki J05 ja J08 kannattaa lisätä uusia suojausvyöhykkeitä verkkokatkaisijoiden avulla. Sen lisäksi Soukkajoki J05 johtolähdöllä on tärkeää nostaa maakaapelointiastetta ja saneerata avojohtoverkkoa. Myllykoski J11 lähtöä kannattaa puolestaan saneerata reilusti avojohtoverkon osalta sekä rakentaa varayhteyksiä. Myös Pohja J07 johtolähdön toimitusvarmuuden parantamiseksi kannattaa rakentaa varayhteyksiä.

Seiverkot Oy:n kannattaa myös panostaa uuteen sähköasemaan, sähköasemien väliin yhteyksiin sekä investoida käytöntukijärjestelmään. Jakeluverkon komponenttien kunnossapitoa tulee tehostaa ja kehittää verkon suunnittelua kohti tavoiteverkkoa. Edellä mainituin keinoin, Seiverkot Oy voi parantaa toimitusvarmuuttaan nykyisestä tasosta.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

KYYKKÄ, ARI-PEKKA: Development of distribution network reliability of Seiverkot Oy

Master of Science Thesis, 70 pages, 3 Appendix pages

June 2013

Major: Electrical Energy

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Regulation model, line breaker, network automation, reliability of supply, zone concept

Reliability of supply is important part of electric distribution. In recent years, its significance has been recognized in Finland due to exceptionally powerful storms. They have caused long interruptions to electric distribution in some areas. New upcoming changes to electricity market act obligate distribution network companies to improve their reliability of supply.

The aim for this thesis was to seek for means to improve reliability of supply of Seiverkot Oy. Although reliability of electric distribution has been high in Seiverkot during the past years, the company regarded improving of reliability important. Seiverkot had already made plans on the locations where it would place network disconnectors to improve its reliability of supply.

In this thesis distribution network of Seiverkot was analysed in terms of reliability of supply. Outage cost calculation was applied and used to analyze outage costs of substations and feeders. On the basis of the analysis, six feeders were selected in order to improve their reliability of supply. The selected feeders were: Itikka J12, Myllykoski J11 and J13, Pohja J07 as well as Soukkajoki J05 and J08.

In order to improve the reliability of the chosen feeders, the effects of network disconnectors, ground cable usage, back-up connections and renovation were examined. Furthermore, the analysis focused on how the load was divided in the feeders from substation. The findings on load division were used to plan the possible locations for the network disconnectors. The effects of raising the cable rate for the feeder's reliability of supply were investigated using outage cost calculation. The effects of increasing the number of back-up connections along with the possible need for renovation of the feeder were examined in a case-specific manner by analyzing the feeders and investigating the component information gathered from the maintenance management system.

The results of this thesis suggest that it would be advisable to place additional protection zones with network disconnectors to the feeders Itikka, Myllykoski J13 as well as Soukkajoki J05 and J08. In addition, it would be important to raise the cabling rate and renovate overhead line network of the feeder Soukkajoki J05. For feeder Myllykoski J11 the solutions are that its overhead line network should be extensively renovated and new back-up connections built. Also, feeder Pohja J07 should have new back-up connections to improve its reliability of supply.

Based on other findings in this thesis, Seiverkot should also invest for new substation, the connections between substations and distribution management system. Maintenance of distribution network components should be optimized and network planning should be developed towards the target network. With the aforementioned means Seiverkot can improve its reliability of supply from the current level.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Seiverkot Oy:ssä, jossa olen työskennellyt kausityöntekijänä useana vuonna. Diplomityön aiheita ehdotin itse yritykselle, ja tätä aihetta yrityksessä oli tarve tutkia eniten. Työn tarkastajana on toiminut professori Pertti Järventausta Tampereen teknillisestä yliopistosta ja työn ohjaajana diplomi-insinööri Martti Ijäs Seiverkot Oy:stä. Kiitos Seiverkot Oy:lle mahdollisuudesta tehdä tämä työ ja viisaista neuvoista sekä kannustuksesta työkavereilleni, erityisesti Martti Ijäkselle ja Ari Luoma-Aholle.

Erityisesti haluan myös kiittää vanhempiani, avopuolisoani sekä koulukavereita vuosien varsilta, ilman teitä en olisi tässä asti.

Seinäjoki 7.5.2013

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Jakeluverkon käyttövarmuus ja verkkoliiketoiminnan valvonta	3
2.1	Jakeluverkon käyttövarmuus.....	3
2.1.1	Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut	4
2.2	Keskeytyskustannusten laskenta	5
2.3	Jännitekuopat.....	8
2.4	Käyttövarmuuteen ja toimitusvarmuuteen vaikuttavat tekijät	9
2.4.1	Sähköverkon komponentit	10
2.4.2	Verkostoautomaatio	11
2.4.3	Vyöhykekonsepti	11
2.4.4	Varayhteydet	13
2.4.5	20 kV kevyt kaapelirakenne	13
2.5	Jakeluverkkoyhtiöiden taloudellinen valvontamalli	14
2.6	Työ- ja elinkeinoministeriön esitys toimitusvarmuuden parantamiseksi	15
3	Seinäjoen ja Seiverkot Oy.....	17
3.1	Seinäjoen.....	17
3.2	Seinäjoen Energia konserni.....	17
3.3	Seiverkot Osakeyhtiö	19
3.4	Seiverkot Oy:n sähköverkon nykytila.....	20
3.4.1	Käyttövarmuus.....	20
3.4.2	Kaapelointiasete.....	23
3.4.3	Kuormitusaste	25
3.4.4	Aluejako ja jakorajat	25
3.4.5	Komponenttien keski-ikä.....	26
3.4.6	Verkostoautomaatio	27
3.4.7	Toimitusvarmuuteen liittyvät toimenpiteet.....	27
4	Keskeytyksestä aiheutuvan haitan kustannukset Seiverkot Oy:ssä	28
4.1	Keskeytyksestä aiheutuva haitta	28
4.2	Johtolähtöanalyysi.....	29
4.3	Sähköaseman verkosta irti kytkävän keskijännitevian	
	merkityksen tarkastelu	29
5	Toimenpide-ehdotukset ja investoinnit toimitusvarmuuden parantamiseksi	31
5.1	Valittujen johtolähtöjen tarkastelu	31
5.1.1	Itikka J12.....	32
5.1.2	Myllykoski J11	37
5.1.3	Myllykoski J13	42
5.1.4	Pohja J07.....	45
5.1.5	Soukkajoki J05.....	50
5.1.6	Soukkajoki J08.....	56
5.2	Muut toimitusvarmuuteen vaikuttavat investoinnit, toimenpiteet ja	
	ehdotukset	61
5.2.1	Sähköasema	61
5.2.2	Sähköasemien välisten yhteyksien lisääminen	61
5.2.3	Käytöntukijärjestelmä.....	62
5.2.4	Kunnossapito	62
5.2.5	Kunnossapitotarkastuksissa kerättävät tiedot	62
5.2.6	Verkon suunnittelu.....	63
5.2.7	Vikapäivystystoiminnan kehittäminen	63

5.2.8	Sähkömarkkinalain muutoksen vaikutuksiin varautuminen	64
6	Yhteenveto	66
	Lähteet.....	68

LYHENTEET JA MÄÄRITELMÄT

2h TJE KK	Kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskimääräiset keskeytyskustannukset
AJK	Aikajälleenkytkentä
CAIDI	Keskeytysten keskipituus vuodessa asiakkaalla (Customer Average Interruption Duration Index)
EMV	Energiamarkkinavirasto
EPV	EPV Energia Osakeyhtiö
EPA	EPV Alueverkko Osakeyhtiö
ET	Energiateollisuus ry
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
MAIFI	Lyhyiden keskeytysten keskimääräinen lukumäärä (Momentary Average Interruption Frequency Index)
NKA	Nykykäyttöarvo
PJK	Pikajälleenkytkentä
SAIDI	Keskimääräinen keskeytysten kesto vuodessa asiakkaalla (System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	Keskeytyksien lukumäärä vuodessa asiakkaalla (System Average Interruption Frequency Index)
T-SAIDI	Keskimääräinen keskeytysten kesto vuodessa muuntopiirissä
T-SAIFI	Keskimääräinen keskeytysten lukumäärä vuodessa muuntopiirissä
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
VTJ	Verkkotietojärjestelmä
WTA	Haluttu korvaus sähkönjakelun keskeytyksistä (Willing to Accept)
WTP	Halukkuus maksaa paremmasta sähkötoimitusvarmuudesta (Willing to Pay)

1 JOHDANTO

Sähköverkkotoiminta on jatkuvasti erinäisten muutosten kohteena. Sähkönjakelussa on keskitytty enemmän kuluttajien näkökulmaan ja heidän tarpeiden täyttämiseen yli vuosikymmenen ajan. Sähkön laatu ja sen toimitusvarmuus ovat nousseet isoon rooliin. Etenkin toimitusvarmuuden parantamiseen sähkönjakeluyhtiöt joutuvat panostamaan jatkossa enemmän. Suurimpana syynä siihen ovat viime vuosien sääilmiöiden aiheuttamat sähkönjakelun keskeytykset ja asiakastytymättömyys.

Sähkön toimitusvarmuus on noussut myös eduskunnassa asti tärkeäksi asiaksi viime vuosien pitkiä sähkönjakelun keskeytyksiä aiheuttaneiden myrskyjen jälkeen. Eduskunnassa on vuoden 2013 alussa päätettävänä sähkömarkkinalain muuttaminen. Uudessa laissa määritellään uudet toimitusvarmuuskriteerit ja tavoitetasot sähkönjakelulle toteutettavaksi vuoteen 2028 mennessä. Toimitusvarmuuden parantaminen näkyy kuluttajalle sähkön siirtohintojen nousuna, keskimäärin ne tulevat nousemaan 4-9 prosenttia. [1] Alueellisesti erot voivat olla huomattavan suuria, syynä ovat erilaiset verkkorakenteet.

Verkkoyhtiöt voivat vaikuttaa toimitusvarmuuteen erilaisin keinoin. Strateginen suunnittelu verkkoyhtiöissä toteutuu usein eri lailla. Eri yhtiöt painottavat eri näkökulmia strategisen suunnittelun toteuttamisessa. Näkökulmia voi olla esimerkiksi teknistaloudellisuus, toimitusvarmuus tai asiakastytyväisyys. Strategisen suunnittelun avulla määritellään toimintatavat ja – mallit. Näiden niin sanottujen suurien linjauksien avulla tarkoituksena on määritellä mihin suuntaan verkkoyhtiö kehittää verkkoaan pitkällä tähtäimellä. Verkkoyhtiö voi asettaa tavoiteverkon kymmenien vuosien päähän, jonka tarkoitus on olla ohjeena taustalla, kun vuosittain suunnitellaan investointeja.

Toimitusvarmuuden kannalta strateginen suunnittelu painottaa varayhteyksiä, materiaalivalintoja, jakorajojen valintaa siten, että asiakas kärsii mahdollisimman vähän sähkönjakelun keskeytyksistä. Suunnittelemalla tavoiteverkko vuodelle 2029 toimitusvarmuuden kannalta saadaan vaikutettua asiakastytyvyyteen ja täytettyä uuden sähkömarkkinalain vaatimukset.

Tämän diplomityön tavoitteena on kehittää toimitusvarmuutta Seiverkot Oy:n jakelualueella Seinäjoella. Työn tarkoituksena on löytää erilaisia toimenpiteitä ja investointivaihtoehtoja tavoitteiden saavuttamiseksi 20 kV:n keskijänniteverkon osalta. Seiverkot Oy:n asettama tavoite on vähentää asiakkaiden keskimäärin kokemaa keskeytysaikaa ja keskeytyksien määrää kolmasosaan nykyisistä. Osa Seiverkot Oy:n kauko-ohjattavista erottimista toimii epäluotettavasti. Tavoitteena on löytää uusia ratkaisuja vyöhykekonseptista toimitusvarmuuden parantamiseen lisäämällä uusia suojausvyöhykkeitä johtolähdöille. Johtolähdöt, joiden toimitusvarmuutta halutaan parantaa, valitaan laskennallisten keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH) kustannuksien avulla.

Tarkoitus on laskennallisesti selvittää, mihin kohtiin valittuja johtolähtöjä kannattaa toteuttaa suojausvyöhykkeitä verkkokatkaisijoiden avulla. Laskelmien tekemisessä hyödynnetään keskeytyskustannuslaskennan periaatteita. Niiden avulla on tarkoitus selvittää miten keskeytyskustannukset kehittyvät valituilla johtolähdöillä sähköasemalta pois päin tarkasteltuna. Valituilla johtolähdöillä tarkastellaan myös maakaapelointiasteen noston vaikutuksia toimitusvarmuuteen. Sen lisäksi tutkitaan saneeraustarvetta ja varayhteyksien vaikutusta sähkönjakelun luotettavuuteen.

Työn aluksi selvitetään käsitteitä toimitusvarmuus, käyttövarmuus, vyöhykekonsepti sekä keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teoriaosuus käsittelee myös Energiamarkkinaviraston (EMV) sähköverkkotoiminnan valvontamallia sekä siinä esitellään myös Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) ehdotukset toimitusvarmuuden parantamiseksi. Sen jälkeen käsitellään Seinäjokea ja Seiverkot Oy:tä sekä sen verkon nykytilannetta. Tämän jälkeen esitetään erilaisia laskelmia liittyen KAH-kustannuksiin. Niiden avulla valitaan tutkittavat johtolähdöt, joiden toimitusvarmuutta halutaan parantaa. Sen toteuttamiseksi esitetään toimenpide-ehdotukset ja investoinnit, joiden avulla Seiverkot Oy:n toimitusvarmuutta parannetaan. Yhteenvedossa käsitellään työn keskeiset asiat tiivistettynä ja esitetään toimenpiteille tärkeysjärjestys.

2 JAKELUVERKON KÄYTTÖVARMUUS JA VERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA

Kuluttajan näkökulmasta sähkön toimitusvarmuus on tärkeää. Toimitusvarmuuden heikkeneminen vikojen vaikutusalueen kasvaessa näkyy asiakkaalle sähkönjakelun keskeytyksinä. Käyttövarmuuden heikkeneminen vaikuttaa taas vikojen määrään. [2] Eri laitteiden ja komponenttien vaikutus käyttövarmuuteen on merkittävä. Esimerkiksi vyöhykkekonseptin avulla voidaan rajata vikojen vaikutusaluetta ja parantaa toimitusvarmuutta.

Tässä luvussa selvitetään käsitteitä käyttövarmuus ja toimitusvarmuus sekä käsitellään niihin vaikuttavia toimenpiteitä, kuten maakaapelointi ja kevyt kaapeliratkaisu. Lisäksi luku käsittelee keskeytyskustannuslaskentaa, Energiamarkkinaviraston määrittelemää verkkoyhtiön kohtuullisen tuoton valvontamallia sekä TEM:n lakiesitystä sähkömarkkinalain muuttamisesta.

2.1 Jakeluverkon käyttövarmuus

Sähkön jakeluverkon käyttövarmuudella tarkoitetaan verkon kykyä täyttää siltä vaadittu toiminto vaaditulla ajanhetkellä ja aikavälillä vallitsevissa olosuhteissa [2]. Käyttövarmuutta voidaan parantaa keinoilla, jotka mahdollistavat sähkönjakelun jatkumisen, vaikka jokin verkon osa ei toimisi sille vaaditulla tavalla. [2]

Sähkönjakelun luotettavuus kuvaa keskimääräistä sähköntoimituksen varmuutta [2]. Sähkönjakelun luotettavuus tarkoittaa todennäköisyyttä, jolla käyttövarmuus toteutuu tietyssä ajassa vallitsevissa olosuhteissa. [2] Toimitusvarmuuden heikkeneminen näkyy sähkön käyttäjälle lähinnä normaalista poikkeavana sähkönjakelun katkeamisena.

Verkostoinvestointien ja kunnossapidon avulla voidaan parantaa jakeluverkon luotettavuutta. 'Energiateollisuus ry:n (ET) Sähköverkon toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot' – raportissa on määritelty suositukset, joiden avulla halutaan taata kaikille sähkön käyttäjille riittävä sähkön toimitusvarmuus. [2] Näin ollen toimitusvarmuuskriteeristö ohjaa luotettavuuden parantamiseksi tehtyjä investointeja yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. Kriteeristö sisältää erilaiset ehdotetut tavoitteet kolmelle eri alueelle: kaupunkiin, taajamaan ja maaseudulle. Kriteeristö on esitelty taulukossa 2.1.

Taulukko 2.1: Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteet [2]

	Kaupunki	Taajama	Maaseutu
Lyhyiden keskeytysten (<3 min) määrä	ei lyhyitä katkoja	enintään 10 kpl / vuosi	enintään 60 kpl / vuosi
Kokonaiskeskeytysaika	enintään 1 h / vuosi	enintään 3 h / vuosi	enintään 6 h / vuosi

Taulukosta nähdään, että alueet ovat eriarvoisia. Kolmen vuoden aikajaksolla sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Tutkimuksen mukaan tavoitearvot on saavutettavissa vuoteen 2030 mennessä. [2] Tavoitteisiin pääsemiseksi siihen mennessä verkkoyhtiöiden täytyy suunnitella ja investoida mittavasti verkkoihinsa.

Kriteeristön aluejako perustuu Corine Land Cover (CLC2006) kartta-aineistoon. Aineistolla kuvataan Suomen maapeitettä 25m x 25m ruutuina, jossa tietty värikoodi ku-

vaa ruudun maanpeittoa. Kriteeristön kannalta oleelliset maanpeittoalueet ovat tiiviisti rakennetut alueet (kaupunki), väljästi rakennetut alueet (taajama) ja teollisuuden ja palveluiden alueet, jotka voivat olla city- tai taajama-alueita. Tutkimuksen mukaan nykyisellä määrittelyksellä Suomessa cityalueita on vain muutamissa paikoissa, esimerkiksi Helsingin kantakaupungissa. [2] ET:n nykyisen keskeytystilaston mukaiseen aluejaoteluun nähden kriteeristön aluejako eroaa merkittävästi, koska keskeytystilaston mukaan tutkittavan johtolähdön maakaapelointiaste määrää, mihin alueeseen se kuuluu. [3]

2.1.1 Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Verkon sähköntoimitusvarmuutta kuvataan usein IEEE 1366–2001 standardin mukaisin tunnusluvuin, joita käytetään useissa maissa ympäri maailmaa. Tunnusluvuista käytetyimmät ovat:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä.

$$SAIFI = \frac{\text{katkojen kokonaismäärä}}{\text{asiakkaiden lukumäärä}} = \frac{\sum_j n_j}{N_s}$$

missä n_j on asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä ja N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika tietyllä aikavälillä

$$SAIDI = \frac{\text{katkojen kokonaisaika}}{\text{asiakkaiden lukumäärä}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s}$$

missä t_{ij} on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika.

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä

$$CAIDI = \frac{\text{katkojen kokonaiskesto}}{\text{asiakkaiden kokemien katkojen määrä}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j}$$

missä t_{ij} on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika ja n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä. [4]

Lisäksi käytetään MAIFI tunnuslukua, joka kertoo lyhyiden keskeytysten keskimääräisen lukumäärän tietyllä aikavälillä.

T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI tunnuslukuja käytetään edellä mainittujen lisäksi Suomessa keskeytysten tilastointiin. Ne ovat muuntopiiritason tunnuslukuja, jotka eivät ota huomioon pienjänniteverkon keskeytyksiä. Tunnusluvut lasketaan samoin kuin SAIFI, SAIDI ja CAIDI, mutta erona on se, että asiakaskohtaisen tarkastelun tilalle otetaan muuntopiirikohtainen tarkastelu. [4]

Käyttövarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kansainvälistä vertailua vaikeuttaa niiden laskentamenetelmien erilaisuus. Tunnusluvut voivat olla standardin mukaisesti nimetty, mutta laskennassa käytetyt menetelmät ja painotukset voivat olla erilaisia. Myös standardin mukainen lyhyen ja pitkän keskeytyksen raja voi olla eri maissa eripituinen. [4]

Sähköverkonhaltijoilta kerätään tiedot keskeytyksistä vuosittain. EMV kerää kyseiset tiedot, jotka myös julkaistaan verkkoyhtiökohtaisina sähköverkon tunnuslukuina.

Tunnuslukujen kerääminen edellyttää keskeytysten tilastoimista muuntopiirikohtaisesti. Muuntopiireistä tarvitaan asiakasmäärä- ja vuosienenergiatiedot. Niiden avulla voidaan laskea muuntopiirin keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika ja – määrä yhtälöiden 2.1 ja 2.2 avulla. [5]

$$t = \frac{1}{W_{tot}} * \sum_{l=1}^m (W_{mp}(l) * (\sum_{i=1}^n ka_{mp}(i, l))) \quad (2.1)$$

$$k = \frac{1}{W_{tot}} * (\sum_{l=1}^m (W_{mp}(l) * k(l))) \quad (2.2)$$

missä

t = keskimääräinen vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika

k = keskimääräinen vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä

ka_{mp}(i,l) = keskeytyksen i muuntopiirille l aiheuttama keskeytysaika

k(l) = muuntopiirin l vuotuinen keskeytysten lukumäärä

n = keskeytysten lukumäärä

m = muuntopiirien lukumäärä

W_{mp}(l) = muuntopiirin l vuosienenergia

W_{tot} = jakelualueen vuosienenergia

Yhtälöitä voidaan soveltaa erikseen erityyppisille keskeytyksille kuten odottamattomille ja suunnitelluille keskeytyksille sekä pika- ja jälleenkytkennöille. Tuloksissa voi olla eroa standardin mukaisiin tunnuslukuihin (SAIDI ja SAIFI) energiapainotuksen takia. [4, 5]

2.2 Keskeytyskustannusten laskenta

Energiamarkkinaviraston lisättyä kohtuullisen tuoton valvontaan mukaan sähkön laadun arvioinnin, on sähköverkon käyttövarmuuden parantamisesta tullut tärkeä osa-alue verkostosuunnittelussa. Keskeytyksistä aiheutuvan haitan eli KAH-arvon arvostuksesta rahamääräiseksi on tehty erilaisia tutkimuksia. Tutkimuksien ”Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta” [6] ja ”Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen” [7] avulla Energiamarkkinavirasto on määritellyt valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot. Taulukossa 2.2 on esitelty erityyppisille keskeytyksille käytetyt hinnat vuoden 2005 rahan arvossa.

Taulukko 2.2. Sähkötoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttamien haittojen kustannukset vuoden 2005 rahanarvossa [6]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,1	11	0,5	6,8	0,55	1,1

Vuoden 2005 hintatason KAH-arvot korjataan vastaamaan tarkasteluvuoden hintatasoa kuluttajahintaindeksin avulla. Korjaus tehdään valvontajaksolle 2012 - 2015 siten, että vuoden 2011 huhti-kesäkuun kuluttajahintaindeksin (1995=100) keskiarvoa verrataan vuoden 2004 vastaavan ajan keskiarvoon, jolloin saadaan kuluttajahintaindeksin muutos tarkasteltavalle vuodelle 2012. KAH-arvot vuodelle t rahanarvossa k saadaan laskettua yhtälöllä 2.3. [8]

$$KAH_{t,k} = (KA_{odott,t} * h_{E,odott} + KM_{odott,t} * h_{W,odott} + KA_{suunn,t} * h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} * h_{W,suunn} + AJK_t * h_{AJK} + PJK_t * h_{PJK}) * \left(\frac{W_t}{T_t}\right) * \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}}\right), \quad (2.3)$$

missä	
$KAH_{t,k}$	= Toteutunut sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t, vuoden k rahanarvossa
$KA_{odott,t}$	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tunti.
$h_{E,odott}$	= Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahan arvossa.
$KM_{odott,t}$	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl
$h_{W,odott}$	= Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
$KA_{suunn,t}$	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tunti.
$h_{E,suunn}$	= Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta €/kWh vuoden 2005 rahanarvossa.
$KM_{suunn,t}$	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl
$h_{W,suunn}$	= Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta €/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
AJK_t	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl.
h_{AJK}	= Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta €/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
PJK_t	= Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl.
h_{PJK}	= Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan euro/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
W_t	= Verkonhaltijan verkosta 0,4 kV:n ja 1-70 kV:n jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh.
T_t	= Vuoden tuntien lukumäärä.
KHI_{k-1}	= kuluttajahintaindeksi vuonna k-1
KHI_{2004}	= kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

Kuluttajahintaindeksin muutos voidaan laskea yhtälöllä

$$\Delta KHI_k = \frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} - 1 \quad (2.4).$$

Yhtälöä 2.3 soveltamalla voidaan laskea vuoden 2012 KAH-arvot. Uudet arvot ovat laskettu vuoden 2005 arvoista kertomalla ne arvolla $\Delta KHI_{2012} + 1$. Tulokset ovat esitetty taulukossa 2.3, kun kuluttajahintaindeksin vuoden 2011 huhti-kesäkuun keskiarvo on ollut 130,2 ja vastaavasti vuoden 2004 huhti-kesäkuun keskiarvo 113,5. [9]

Taulukko 2.3. KAH-parametrit vuoden 2012 rahanarvossa

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,26	12,62	0,57	7,80	0,63	1,26

Energiamarkkinaviraston käyttämissä KAH-arvoissa ei huomioida eri asiakasryhmiä, vaan kaikille kuluttajille käytetään samoja valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotettuja arvoja. Eri asiakkaiden keskeytyksestä aiheutuvat haitat ovat kuitenkin yksilöllisiä, joten eri asiakasryhmille voidaan määritellä omat arvot. Lähteessä [6] kuvatussa KAH-tutkimuksessa viideltä eri asiakasryhmältä kysyttiin keskeytyshaittoja WTP (willing to pay) ja WTA (willing to accept) – menetelmillä, joiden avulla lähteessä [7] on muokattu asiakasryhmäkohtaiset teho- ja energiariippuvat parametrit. Taulukossa 2.4 on esitetty lähteen [5] tutkimuksessa määritellyt asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot. Tutkimuksen avulla on määriteltä myös taulukon 2.2 kustannukset.

Taulukko 2.4. Asiakasryhmäkohtaiset KAH-kustannukset vuoden 2005 rahanarvossa [10]

Asiakasryhmä	Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Laskemalla asiakasryhmäkohtaisille KAH-arvoille vuoden 2012 rahanarvossa olevat parametrit saadaan taulukon 2.5 mukaiset tulokset.

Taulukko 2.5. Asiakasryhmäkohtaiset KAH-kustannukset vuoden 2012 rahanarvossa

Asiakasryhmä	Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,41	4,92	0,22	2,54	0,13	0,55
Maatalous	0,52	10,76	0,26	5,51	0,23	0,71
Teollisuus	4,04	28,05	1,58	13,16	2,51	3,29
Julkinen	2,17	17,30	1,53	8,43	1,71	2,68
Palvelu	3,04	34,29	0,25	26,18	1,50	2,80

Edellä olevista taulukoista voidaan huomata, että eri asiakasryhmillä on huomattavasti erilaiset KAH-arvot. Teollisuus ja palvelut kärsivät moninkertaisesti keskeytyksistä kotitalouteen verrattuna. On olennaista huomata, että keskeytyskustannuslaskennassa voidaan saada eri tuloksia riippuen siitä käytetäänkö taulukon 2.1 mukaisia KAH-arvoja vai asiakasryhmäkohtaisia KAH-arvoja.

Keskeytyskustannuksien odotusarvoa laskettaessa huomioidaan myös vikataajuus. Eri komponenteilla, kuten maakaapelilla ja avojohdolla on erilainen vikataajuus. Keskeytyskustannuksia lasketaan yhtälöllä

$$K_j = f_i [a_j + b_j(t_{ij})t_{ij}] \Delta P_j \quad (2.5).$$

missä i kuvaa verkkokomponenttia ja j sähkökäyttäjää sekä

f_i = komponentin i vikataajuus

t_{ij} = komponentissa i olevan vian aiheuttama keskeytysaika sähkökäyttäjälle j

ΔP_j = asiakkaan j keskimääräinen keskeytysteho

a = keskeytystehon haitta-arvo

b = keskeytysenergian haitta-arvo

Suomen verkkoyhtiöistä osalla on tiedossa oman verkon vikataajuus. Avojohtoja paljon omaavilla verkkoyhtiöillä vikataajuus voi olla hyvinkin korkea. Siihen vaikuttavat huomattavasti luonnonilmiöt. Yhtiöillä, joilla on korkea kaapelointiaste, voi maakaapelin vikataajuus olla vaihteleva usein seurauksena ulkoisista syistä, kuten kaapelin vioittumisesta kaivamisen vuoksi. ET tuottaa vuosittain jakeluverkkoyhtiöiden ilmoittamien keskeytystietojen perusteella keskeytystilastoja. Viimeisen viiden vuoden ajalta vikataajuudet ovat olleet taulukon 2.6 mukaiset.

Taulukko 2.6. Vikataajuudet eri johtotyypeille, yksikkö vikaa/100 km [11]

	Avojohto	PAS-johto	Maakaapeli
2007	6,14	0,38	1,04
2008	6,27	0,41	0,75
2009	4,92	0,30	0,76
2010	10,37	0,47	1,00
2011	11,85	0,69	0,96
Keskiarvo	7,91	0,45	0,90

Taulukon mukaan päällystetyllä avojohdolla (PAS-johto) on pienempi vikataajuus kuin maakaapelilla. EMV:n keräämien verkonrakennetietojen mukaan vuonna 2010 Suomessa oli 20 kV:n ajojohtoverkkoa 121 772 km ja maakaapeliverkkoa vastaavasti 15 925 km. PAS-johtopituus on avojohdoverkkopituudessa mukana eikä eriteltynä. PAS-johtoa on asennettu Suomessa vähän, koska sen käyttö on aloitettu vasta 1990-luvulla. [12] Vikataajuuden puolesta avojohdoverkossa on eniten vikoja, ja avojohdoverkkoa on myös eniten Suomessa. Maakaapeliin vaikuttaa usein ulkoinen haitta nostaen sen vikataajuutta. Sitä on myös käytössä enemmän kuin PAS-johtoa. [12]

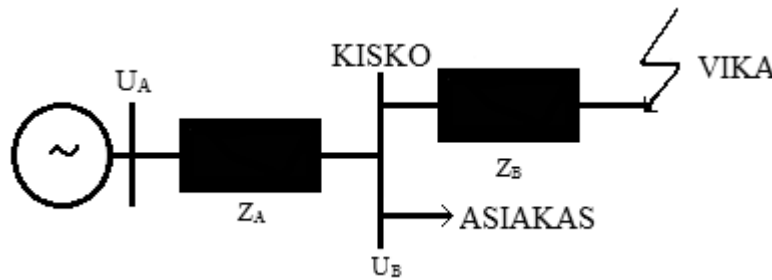
2.3 Jännitekuopat

Jännitekuopista on myös haittaa kuluttajille. Jännitekuopan aikana jakelujännite romahtaa hetkellisesti ja palautuu takaisin lyhyen ajan sisällä. Jännitekuoppia aiheuttavat yleensä oikosulkuviat saman kiskon eri lähdöillä, suurten moottorien käynnistykset sekä asiakkaan omat laitteet. [13]

Energiamarkkinavirasto ei valvo jännitekuoppia valvontamallissaan. Niiden havaitseminen ja tilastoiminen on vaikeaa ja epätasällista, ja siitä syystä niitä ei voi tuoda tarpeeksi tarkasti malliin mukaan. Jännitekuopat aiheuttavat kuitenkin todellisia tappioita asiakkaille. Tulevaisuudessa jännitekuopat saattavat olla osa valvontaa, mikä tuo jännitekuoppien kustannukset konkreettisesti verkonhaltijoille.

Jännitekuopan syvyys voidaan laskea kolmivaiheisten oikosulkuvikojen tapauksessa yksinkertaisella jännitteenjaolla. Syöttävän verkon ja päämuuntajan impedansseissa syntyvät jännitehäviöt näkyvät koko 20 kV:n verkon alueella ja vikälähdön jännite las-

kee kohti nollaa lähestyttäessä vikapaikkaa. Yksinkertaisimmillaan jännitekuoppa voidaan laskea kuvan 2.1 sijaiskytkennällä ja yhtälön 2.6 mukaisesti. [13]



Kuva 2.1: Jännitekuoppalaskennan sijaiskytkentä kolmivaiheisessa oikosulussa [13]

$$U_b = \frac{Z_b}{Z_a + Z_b} U_a \quad (2.6)$$

missä,

U_a = syöttävän verkon jännite

U_b = verkon jännite asiakkaan liittämiskohdassa

Z_a = syöttävän verkon impedanssi tarkasteltavaan kiskoon asti

Z_b = kiskon ja vikapaikan välinen impedanssi

Jännitekuopista aiheutuvia kustannuksia voidaan arvioida esimerkiksi pikajälleenkytkentöjen kustannusten avulla. Jännitekuopan haitta on sen syvyydestä riippuva, joten pikajälleenkytkentäkustannus voidaan kertoa kuopan syvyyden mukaisella kertoimella, jotta saataisiin todellinen kuoppakustannus. Joissakin tapauksissa jännitekuopan aiheuttama haitta saattaa olla jopa pikajälleenkytkentää suurempi. [14]

2.4 Käyttövarmuuteen ja toimitusvarmuuteen vaikuttavat tekijät

Toimitusvarmuutta voidaan parantaa vikojen vaikutusalueen rajauksella, kuten eristämällä vikaantuneen verkon osan vaikutus muihin verkon osiin. [2] Vikojen määrää ja kestoaikaa pienentämällä voidaan parantaa käyttövarmuutta. Eri tekniikoita käyttövarmuuden parantamiseksi ovat muun muassa maakaapelointi, PAS-johtojen käyttäminen avojohdon sijasta, tienvarteen rakentaminen, suojausvyöhykkeiden jakaminen pienempiin osiin verkkokatkaisijoilla ja kauko-ohjattujen erottimien käyttö. Kannattavuus teknistaloudellisessa mielessä täytyy ratkaista tapauskohtaisesti. Taulukossa 2.7 on esitetty erilaisia käyttövarmuutta parantavia tekniikoita ja niiden vaikutuksia luotettavuuteen.

Taulukko 2.7. Eri tekniikoiden vaikutus vikojen määrään ja kestoihin (↗↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ tilanne paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta) [2]

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työkeskeytyksien määrä	Jälleenkytkentöjen määrä
	Absoluuttisesti	kpl/asiakas			
Kevyet sähköasemat	-	↗↗			↗↗
Kevyt 110 kV johto	-	↗↗			
Kaapelointi	↗↗	↗↗			↗↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähköjakelu	↗	↗↗	-	-	↗↗
Verkkokatkaisijat	-	↗↗	-	-	↗↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗↗		↗
Varayhteydet	-	-	↗↗	↗↗	-
Valvomoautomaatio	-	-	-	↗	
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-			↗↗
Varavoima	-	-	↗	↗↗	-
Yhteistyö			↗		-

2.4.1 Sähköverkon komponentit

Maakaapeloimisen avulla voidaan saavuttaa parempi käyttövarmuus. Kaapeleiden vikataajuus on selkeästi avojohtojen arvoja pienempi, taulukon 2.6 mukaan vain noin 8–20 prosenttia avojohdon vikataajuudesta. Niillä ei esiinny ohimeneviä vikoja, eli jälleenkytkentöjen määrä vähenee. Vikapaikkaa ei voida määrittää maakaapeliverkossa yhtä helposti kuin avojohtoverkossa, mikä on huono puoli. Vian korjausaika sekä rakennus- ja investointikustannukset ovat suuremmat avojohtoon nähden. Kaapeliverkon muunneltavuus on hankalampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon, koska uudet haarajohtot tarvitsevat erityiset kytkentäkojeistot tai jakelumuuntamolta lähtevän haaroituksen ja pienjännitteellä jakokaapin. [2]

Käyttämällä PAS-johtoa avojohdon sijasta voidaan parantaa käyttövarmuutta. Johtimen päällä on eristekerros, joka estää oikosulun tapahtumisen johtimien hetkellisesti koskettaessa toisiinsa. Eläimet ja muut ympäristön vaikutukset, kuten johdolle tippuvat risut, eivät yleensä aiheuta jakelun keskeytystä. Eriste estää maasulun puiden nojatessa johtimeen lyhyen ajan. Jos puut nojaavat johtimeen pitkiä aikoja, eristekerros alkaa kuitenkin pettää ja lopulta tapahtuu läpilyönti, jonka vuoksi syntyy suuri-impedanssinen maasulku. Maasulkua on haastavaa havaita perinteisin menetelmin ja askel- sekä kosketusjännitteet voivat nousta hengenvaarallisiksi. Investointikustannukset PAS-johdoilla ovat noin 30 prosenttia korkeammat kuin avojohdoilla. [2]

Keskijänniteverkon ylijännitesuojaus toteutetaan joko venttiilisuojuilla tai kipinävälisuojuilla. Niiden pääasiallisena tehtävänä on suojella jakeluverkkoa, asiakkaiden laitteita ja jakelumuuntajia ylijännitteiltä erikoistilanteissa, kuten ukonilmalla. Venttiilisuojujen toimiessa oikein ne johtavat ylijännitteen maahan ilman valokaaren syntymistä. Tällöin ei tarvita pikajälleenkytkentää. Kipinävälisuojuilla puolestaan valokaari syntyy aina ja siksi ne tarvitsevat pikajälleenkytkennän toimintansa jälkeen valokaaren sammuttamiseksi. Kipinävälit kannattaa siis korvata venttiilisuojuilla, koska niillä voidaan vaikuttaa asiakkaan kokemien pikajälleenkytkentöjen sekä jännitekuoppien määrään. [2, 15, 16]

Suomessa ukkosesta johtuu noin 10 prosenttia sähköjakeluverkon keskeytyksistä. Ylijännitesuojauksella on oleellinen merkitys ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamien

keskeytysten ehkäisyssä. [16] Suuri osa indusoituneiden salamaniskujen aiheuttamista jälleenkytkennöistä voidaan estää suojaamalla jakelumuuntajia venttiilisuojoilla. [14]

Metallioksidisuojoat eli MO-suojoat poikkeavat venttiilisuojoista siten, että ne ovat kipinävälittömiä venttiilisuojoja. Niiden toiminta perustuu myös epälineaariseen resistiivisyyteen kuten kipinävälillisten venttiilisuojojen. MO-suojojen ominaisuudet ovat siksi huomattavasti paremmat kuin kipinävälillisillä venttiilisuojoilla ja hinnat ovat nykyisin kilpailukykyisiä. Niiden käyttö on lisääntynyt huomattavasti viime aikoina edellä mainittujen syiden johdosta. MO-suojoat rasittavat suojattavaa kohdetta huomattavasti vähemmän kuin kipinävälit, koska ne siirtyvät johtavaan tilaan pehmeästi ja silloin nopeita jänniteromahduksia, jotka saattavat olla haitallisia suojattavalle kohteelle, ei pääse syntymään. [16]

2.4.2 Verkostoautomaatio

Sähkönjakeluverkon automaation avulla suoritetaan erilaisia ohjauksia ja mittauksia, välitetään tilatietoja ja hälytyksiä. Automaatiolla ei voida vaikuttaa absoluuttisesti vikojen määrään, mutta sen avulla voidaan rajata vikapaikka pienemmälle alueelle nopeasti ja tehokkaasti. Täten käyttövarmuus paranee.

Erottimien kaukokäytöllä on merkittävä vaikutus kytkentämuutosten tekemiseen. Erottimien kytkennät voidaan tehdä suoraan valvomon käytönvalvonta- tai käytöntukijärjestelmän etäyhteydellä, joten erotinta ei tarvitse olla ohjaamassa paikan päällä. Kaukokäytöllä on tärkeä merkitys etenkin vikatilanteiden yhteydessä, mutta siitä on hyötyä myös huolto- ja korjaustöitä tehdessä. Kauko-ohjattavat erottimet eivät vaikuta keskeytysten määrään, vaan niiden kestoon. Oikealla tavalla hyödynnettynä ne rajaavat vian vaikutusaluetta tehokkaasti. Niiden avulla ei pystytä vaikuttamaan lyhyisiin keskeytyksiin lainkaan. [15]

Yleensä pylväaseen kiinnitetty verkkokatkaisija pystyy katkaisemaan vikojen aiheuttamat vikavirratt turvallisesti. Verkkokatkaisijan avulla johtolähdön suojausvyöhyke voidaan jakaa useampaan eri osaan. Verkkokatkaisijalla voidaan vähentää keskeytyskustannuksia, koska johdon loppupään vian sen takana eivät näy alkupään asiakkaille. Ne ovat hyvä valinta erityisesti lähdöille, joissa suurin osa kuormituksesta on jakautunut lähdön alkupäähän ja verkkokatkaisijan jälkeinen osuus pitkä.

Verkkokatkaisija vaikuttaa asiakkaalle kohdistuneiden pysyvien vikojen määrään ja lyhyiden keskeytysten määrään. Oikosulkutapauksissa verkkokatkaisijan toiminnasta syntyy kuitenkin jännitekuoppa samalla kiskolla oleville lähdöille. [15]

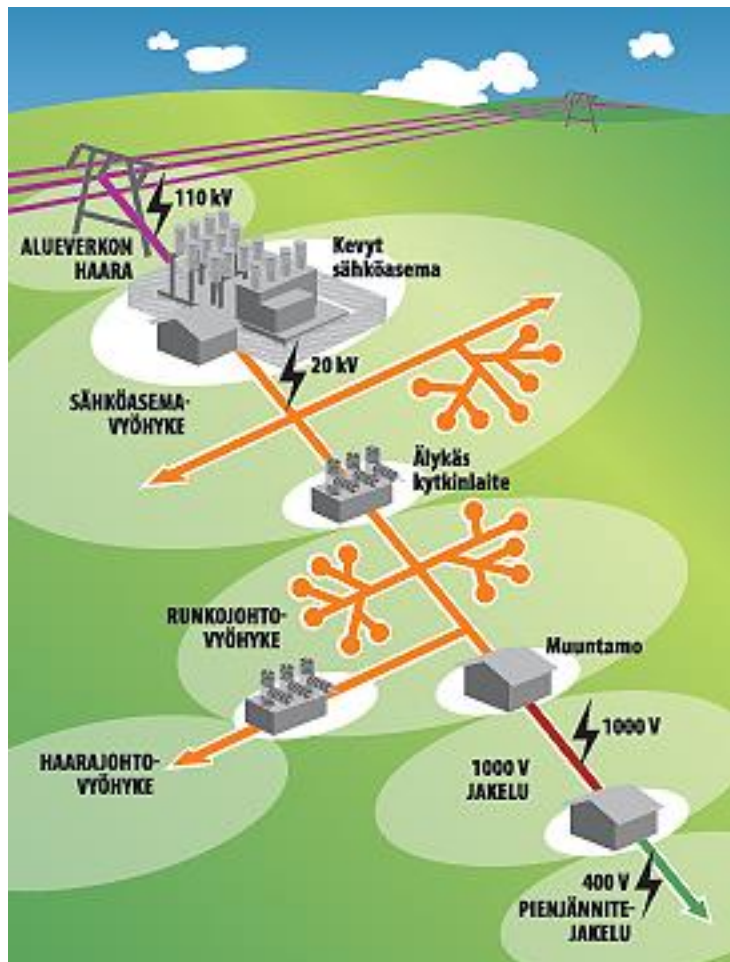
Oikosulkuvikojen laskennallisella paikannuksella voidaan arvioida vikapaikan sijainti suoraan valvomosta käytöntukijärjestelmän avulla. Vertaamalla laskennallista vikavirtaa suojareleen mittaamaan vikavirtaan, vikapaikka pystytään päättelemään. Sen avulla voidaan minimoida vikapaikan etsintään tarvittavien erottimien kokeilukytkentöjen määrä ja säästää täten vian selvittämiseen tarvittavaa aikaa. Maasulkuvikojen laskennallinen paikannus ei onnistu nykyisillä tekniikoilla luotettavasti, mutta verkkoon sijoitetuilla vianilmaisimilla voidaan tarkentaa maasulun sijaintitietoa. [15]

2.4.3 Vyöhykekonsepti

Vyöhykekonseptin avulla on tarkoitus rajata häiriö tiettyyn osaan verkkoa erottaen se muista verkon osista. Sen avulla SAIFI:a voidaan pienentää, koska pienempi osa kokee häiriöstä aiheutuvan mahdollisen keskeytyksen. Erilaisten tutkimusten mukaan keskeytyksen kokevien kuluttajien määrä voi vähentyä jopa yli puoleen verrattuna tilanteeseen ilman vyöhykejakoa. Siksi suurin vaikutus vyöhykekonseptillä on toimitusvarmuuden

parantumiseen. Muita konseptin hyötyjä ovat tehokkaampi jakeluverkon käyttäminen ja sen vaatimien investointien suuruus suhteessa saatuihin hyötyihin.

Vyöhykekonseptissa runkojohto jaetaan yhteen tai useampaan runkojohtovyöhykkeeseen. Haarat voivat myös tarvittaessa muodostaa omat haarajohtovyöhykkeet. Runkojohtovyöhykkeet ovat tyypiltään suojausvyöhykeitä. Eli vyöhykekatkaisija on varustettu vyöhykeselektiivisillä suojaus- ja jälleenkytkentätoiminnoilla. Haarajohtovyöhykkeiden toteutus on tehty kauko-ohjattavalla erottimella, jolloin vyöhyke on joko suojaus- tai ohjausvyöhyke. Kuvassa 2.2 on esitetty vyöhykekonseptin periaate.



Kuva 2.2: Vyöhykekonseptin periaate [17]

Vyöhykekonsepti voidaan toteuttaa esimerkiksi kasvattamalla sähköasematiheyttä tai käyttämällä kauko-ohjattuja vyöhykekatkaisijoita ja vyöhyke-erottimia. Vyöhykekonsepti voidaan toteuttaa eri tavoilla. Esimerkiksi pitkillä johtolähdöillä voidaan erottaa johdon loppuosa galvaanisesti alkuosasta käyttämällä 1000 V jakelujännitettä lähellä kulutuspisteitä.

Vyöhykekatkaisijat voivat olla pylvääseen asennettavia kauko-ohjattavia verkkokatkaisijoita tai verkkokatkaisija-asemia. Niiden toteuttamis- ja asennustavoissa on eroja, mutta toimintaperiaate on sama: katkaisijan takana oleva vikaantunut verkko erotetaan ehjästä verkon osasta automaattisesti siten, että katkaisijaa ennen olevat asiakkaat eivät koe vian vaikutusta.

Vyöhykekonsepti mukautuu toimintaympäristön muutoksiin hyvin. Vyöhykekonseptin investoinnit kannattaa toteuttaa erilaisissa osissa. Investointien aikajärjestys määräytyy kuluttajien näkökulmasta eli ensiksi kannattaa tehdä se osa, jolla saadaan aikaan

suurin hyöty. Mahdollisen hajautetun tuotannon tai uusien kulutuspisteiden liittäminen verkkoon onnistuu vyöhykekonseptin avulla joustavasti. [17]

2.4.4 Varayhteydet

Varasyöttöyhteyden avulla voidaan lyhentää kohteiden keskeytysaikaa. Varasyöttöyhteys tarkoittaa kahden johtolähdön välistä yhteyttä, joka normaalitilanteessa ei ole kuormitettuna. Vian tapahtuessa varasyöttö voidaan kytkeä syöttämään vian vuoksi jännitteettömänä ja kunnossa olevaa verkon osaa.

Varayhteydellä voidaan myös tarkoittaa muun verkkoyhtiön verkon käyttömahdollisuutta vikatilanteissa. Varasyöttöyhteyksien lisääntyessä sähkön toimitusvarmuus kasvaa, mutta normaalitilanteessa tarpeettomien johto-osuuksien rakentaminen ei ole perusteltua investointi- ja ylläpitokustannusten kannalta. Tämän vuoksi varasyöttöyhteyksiä ei ole kannattavaa rakentaa, jos välimatka on suuri yhteyden päätepisteiden välillä. Sen lisäksi verkon jännitteenalenukselle ei kannata asettaa kovin tiukkoja vaatimuksia varasyöttöyhteyksiä suunniteltaessa, sillä yhteyden rakentaminen voi tulla liian kalliiksi tai teknisesti mahdottomaksi. [2]

2.4.5 20 kV:n kevyt kaapelirakenne

Energia-alan toimijat ovat yhteistyöllä hakeneet ratkaisuja toimitusvarmuuteen liittyvien vaatimusten täyttämiseksi. Yksi ajankohtainen hanke on valmistunut syksyllä 2012, missä on haettu uutta ratkaisua haja-asutusalueiden kaapelointiin. Merinova Oy koordinoi Kapeli-hankkeen, joka tuotti kevyen 20 kilovoltin kaapeliratkaisun. Sen odotetaan täyttävän tulevat vaatimukset edullisesta, helposti asennettavasta kevyesti kuormitettavasta kaapelista. [18]

Kuvassa 2.3 on esitelty hankkeen tuloksena syntynyt kevyt 20 kV:n kaapeli. Kuvassa näkyy kuinka ohutta ja kevyttä kaapelia voidaan käyttää ilmajohtoasennuksissa.



Kuva 2.3: Kevyt 20kV:n kaapeliratkaisu ilmajohtoasennuksena

Hankkeessa oli mukana verkkoyhtiöitä, joilla on suuri osa jakeluverkosta avojohtoa, sekä kaapeli- ja kaapelitarvikevalmistajia. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:llä oli tehty testiasennuksia lyhyille välimatkoille metsäiseen maastoon. Heidän kokemukset olivat hyviä etenkin auraamisen ja käsiteltävyyden osalta.

Kevyen kaapelirakenteen yleistymisen esteenä ovat tiealueelle asentamisen voimassa olevat säädökset. Verkkoyhtiöistä Elenia Oy:llä ja Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:llä on kokemuksia liittyen kaapeleiden asentamiseen sinne. Heidän kokemusten mukaan nykyisillä määräyksillä ja säännöillä tien varteen kaapelointi on tehty hankalaksi, hitaaksi ja eikä alan kannalta tietyissä määräyksissä ole järkeä tai tarpeeksi hyviä perusteita. Lähitulevaisuudessa lakimuutoksilla helpotetaan myös tiealueella tapahtuvaa kaapeleiden asentamista.

Haasteena syksyllä 2012 ratkaisun lanseerauksen yhteydessä oli sen hinta, joka ei ollut tiedossa. Kaapelivalmistajat ilmoittivat, että hinnan määrää kysyntä, koska kyseisiä kaapeleita ei ole valmiiksi tehty varastoon.

2.5 Jakeluverkkoyhtiöiden taloudellinen valvontamalli

Sähköverkkoliiketoiminta on valvottua alueellista monopolitoimintaa. EMV ohjaa jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa ja valvoo sähkömarkkinalain ja sen pohjalta annettujen eri säädösten toteutumista sekä määrää reunaehdot, joiden mukaisesti verkkoyhtiön tulee toimia neljän vuoden valvontajakson aikana.

Vuonna 2005 alkoi ensimmäinen varsinainen useamman vuoden valvontajakso. Meneillään oleva kolmas valvontajakso koskee vuosia 2012–2015. Nykyisessä valvontamallissa on uusina merkittävänä elementteinä investointi-, laatu- ja tehostamiskannustin. Investointikannustimen tarkoituksena on edistää toimenpiteitä, jotka vähentävät

keskeytyksiä ja keskeytysaikoja. Näitä voivat olla esimerkiksi verkon komponenttien uusiminen, suojausautomaation lisääminen ja maakaapelointiasteen nosto. Tehostamiskannustimella halutaan vaikuttaa operatiivisten kulujen tehostamiseen.

EMV:n valvontamallin tarkoituksena on määrittää kohtuullinen tuotto verkkoliiketoimintaan sijoitetulle pääomalle. EMV siis säätelee verkkoyhtiön taloudellista tulosta kohtuullisen tuoton valvonnalla. Jos tuotto on ylittynyt liikaa yhdellä valvontakaudella, tulee verkkoyhtiön korjata tilanne esimerkiksi palauttamalla siirtomaksuja asiakkaille tai alentamalla siirtohintoja. Tuoton ollessa alijäämäinen, on verkkoyhtiöillä oikeus nostaa siirtohintojaan.

Valvontamallin laatukannustin vaikuttaa verkkoyhtiön oikaistun tuloksen laskemiseen. Vuosittain kerättyjen keskeytysmäärien ja -pituuksien avulla lasketaan keskeytyksestä aiheutuvan haitan kustannukset. Niitä verrataan vuosien 2005–2010 aikana määritettyyn keskeytyskustannusten vertailutasoon. Lopulta vertailutaso sekä tutkittavan vuoden laskennalliset keskeytyskustannukset jaetaan kahtia. Niiden erotus vähennetään liikevoitosta, kun lasketaan oikaistua tulosta. Erotus voi olla korkeintaan 20 prosenttia kyseisen vuoden kohtuullisesta tuotosta. Mahdollinen laatusanktio tai – bonus ovat samansuuruisia, koska laatukannustin on symmetrinen.

Energiamarkkinaviraston valvontamallissa on määritelty sähköverkolle jälleenhankinta-arvo (JHA). Jos sähköverkon haltijan pitäisi rakentaa koko verkko uudestaan, sen rahamääräinen arvo on määritelty JHA avulla. Uuteen valvontamalliin lisättiin kaivuulosuhteen määrittäminen maakaapeliverkolle. Siinä määritetään CLC-aineiston perusteella, kuinka vaativaa on sijoittaa maakaapeli kaivamalla se maaperään. Kaivuulosuhde määritetään sekä 0,4 kV:n että 20 kV:n olemassa olevalle sähköverkolle erikseen prosenttilukuna. Kaivuulosuhde on lopulta sähköverkon JHA:n määrittämisessä olennaisessa osassa, koska se on kerroin kaapelin arvolle.

Toinen merkittävä termi on nykykäyttöarvo (NKA). Arvo perustuu sen hetkisen sähköverkon komponenttien määrään, niiden tyyppeihin ja komponenttien keski-ikään. NKA:n laskennassa huomioidaan sähköverkon komponenttien pitoaika. Yksittäisen komponentin arvo on uutena 100 prosenttia ja se laskee lopulta nolleen pitoajan lopussa. Pitoajassa on eroja komponenttikohtaisesti. Tekninen käyttöikä eri komponentilla voi olla pidempikin kuin pitoaika, mutta valvontamallissa pitoajan ylittänyttä komponenttia ei arvosteta.

Valvontamallissa seurataan siis vuosittain verkon eri komponenttien lukumäärää ja keski-ikää, investointeja ja poistettuja verkon osia. Se kannustaa investoimaan jakeluverkkoon pitoajan kautta. Nykyisellä valvontakaudella pitää myös verkkoyhtiöiden raportoida uusien komponenttien investoinnit tarkemmin kuin ennen. Verkkoyhtiöt joutuvat raportoimaan investoinnit sen mukaan, ovatko ne vanhoja komponentteja korvaavia korvausinvestointeja vai verkon laajentumiseen liittyviä laajennusinvestointeja.

Seuraava neljäs valvontakausi tulee sisältämään todennäköisesti lisää muutoksia ja vaatimuksia sähköjakelun toimitusvarmuuden suhteen. Valvontamallia muutetaan ja päivitetään, kun uusi eduskunnassa käsittelyssä oleva sähkömarkkinalaki tulee voimaan. Sähkömarkkinalain muutoksien mukaisesti EMV joutuu muuttamaan valvontamalliaan. [19]

2.6 Työ- ja elinkeinoministeriön esitys toimitusvarmuuden parantamiseksi

TEM sai toimeksiannon 3.1.2012 elinkeinoministeri Häkämieheltä. Sen mukaan TEM:n piti etsiä ratkaisuja, joilla toimitusvarmuutta ja asiakastiedottamista kehitettäisiin eteenpäin. Asian taustalla oli vuonna 2010 sekä joulun 2011 aikana tapahtuneet myrskyt ja

niiden aiheuttamat laaja-alueiset sähkönjakelun keskeytykset sekä verkkoyhtiöiden puutteellinen viestintä eri tahoille. Toimeksiannossa painotettiin kuluttajien oikeuksia, maakaapeloinnin lisäämistä ja sen helpottamista maantielain muuttamisen avulla. [1]

TEM julkaisi maaliskuussa 2012 esityksen, jonka keinojen avulla sähkönjakelu turvataan muun muassa lisäämällä verkonhaltijoille velvoitteita toimitusvarmuuden parantamiseksi. Esityksen mukaan toimitusvarmuutta parannettaisiin ottamalla tavoitteiksi vian kestoajalle alle kuusi tuntia asemakaava-alueella ja muilla alueilla alle 24 (vaihtoehtoisesti 36) tuntia. Tavoitteiden saavuttamisen aikataulu on porrastettu siten, että 50 prosentilla jakeluverkkohaltijan asiakkaista ne täyttyvät 2019 loppuun mennessä, 75 prosentilla 2023 loppuun mennessä ja kaikilla 2029 loppuun mennessä. [1]

Koska 75 prosenttia Suomen väestöstä asuu asemakaavan sisällä [1], tulee jakeluverkonhaltijoiden panostaa verkkojensa luotettavuuden parantamiseen esimerkiksi kaapeloidulla. Esityksen mukaan vakiokorvausmenetelmää tulee muuttaa siten, että siinä on useampia portaita. Nykyisessä sähkömarkkinalaissa viiden vuorokauden jälkeen verkkoyhtiö on velvollinen korvaamaan koko vuoden siirtomaksut. Sen mukaan korvaussumma on maksimissaan 700 euroa siirtomaksujen suuruudesta riippumatta. Uudessa sähkömarkkinalain muutosesityksessä kahdeksan vuorokauden jälkeen korvaus nousisi 1,5-kertaiseksi ja 12 vuorokauden jälkeen 2-kertaiseksi nykyiseen korvauskäytäntöön nähden. Myös korvauksen maksimiyläraja nostettaisiin porrastetusti ensin 1000 euroon, meneillään olevan EMV:n valvontajakson jälkeen 1500 euroon ja lopulta 2000 euroon. 2028 alkaen olisi korvauskäytäntö rinnastettu aiemmin esitettyyn toimitusvarmuuden vaatimukseen kuudesta ja 24 tunnista. Siihen asti asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset alkaisivat 12 tunnista, niin kuin tähänkin asti. [1]

Alkukesän 2012 aikana sähkönjakelualan toimijoilta ja eri tahoilta pyydettiin kommentit esityksen sisällöstä, joiden mukaan TEM:n oli tarkoitus kehittää ja viimeistellä se lopulliseen muotoon syksyllä 2012 eduskunnan päätöksiä varten. [1]

Tämän kaiken jälkeen TEM:n oli tavoitteena tuoda eduskunnan käsittelyyn lakiehdotus, jonka avulla EMV pystyy valvomaan velvoitteiden toteutumista. Sähkömarkkinalain muutoksen oli tarkoitus tulla voimaan 1.1.2013 alkaen, mutta toistaiseksi maaliskuun 2013 aikana ainoastaan hallituksen esitys sähkömarkkinalain muuttamisesta on annettu eduskunnan päätettäväksi. Varsinaista päätöstä tai lakimuutosta ei ole vielä tehty.

Todennäköistä on, että sähkömarkkinalain muutos toteutuu vuoden 2013 aikana ja jakeluverkkojen haltijat joutuvat aloittamaan mittavat investoinnit velvoitteiden täyttämiseksi. Tämä näkyy myös lähitulevaisuudessa siirtomaksujen korotuksina niiden verkkoyhtiöiden asiakkailla, joilla on huomattavasti maastossa kulkevaa vikaherkkää avojohtoverkkoa. Korotuksen on arvioitu olevan sähkönkäyttäjille keskimäärin 4-9 prosentin luokkaa. [1]

3 SEINÄJOKI JA SEIVERKOT OY

Seinäjokea kutsutaan Etelä-Pohjanmaan keskukseksi, koska se on rautatieyhteyksien ja liikenteen kauttakulupiste. Alueella on ollut koko 2000-luvun ajan ollut voimakasta kasvua, eikä kasvun taantumista ole näkyvissä. Kuntaliitosten jälkeen kaupungissa 59 000 asukasta. Seinäjoen Energia toimii alueella energiayhtiönä. Luvussa esitellään Seinäjoki, Seinäjoen Energia konserni sekä sen tytäryhtiö Seiverkot Oy ja sen sähköverkon nykytilanne tarkemmin.

3.1 Seinäjoki

Seinäjoki on 59 000 asukkaan kaupunki, joka on pinta-alallisesti merkittävän suuri kuntaliitosten jälkeen. Aalto-keskuksesta, Tangomarkkinoista ja Provinssirockista tunnettu kaupunki on vetovoimainen. Rautateiden risteämiskohdan ympärille syntynyt kaupunki on kasvanut jatkuvasti 2000-luvulla ja se kehittää palveluitaan vastaamaan kasvavia tarpeita. Kaupungin asettama tavoite jo 2000-luvun alussa oli laajentua ja kasvaa 80 000 asukkaan kokoiseksi.

Erilaiset uudet rakennukset ja uudet asuinalueet ohjaavat jakeluverkon rakentamista niin sanotun vanhan Seinäjoen alueella voimakkaasti. Isoja liiketiloja uusille yrityksille, kuten Biltemalle ja Motonetille, on tehty nopealla aikataululla viimeisten vuosien aikana. Kasvava keskus on hyvin houkutteleva yrityksille, jotka haluavat laajentaa liiketoimintaansa. 2012 syksyn tiedon mukaan Ikea aikoo rakentaa toimipaikan Seinäjoelle alun perin kaavaillun Vaasan sijasta. Vuonna 2016 kaupungissa on sen historian ensimmäiset asuntomessut. Asuntomessualue tulee sijaitsemaan Kyrkösjärven tekojärven ja keskussairaalan lähetyvillä. [20]

Seinäjoen alueen kasvu on lisännyt liikennemääriä merkittävästi 2000-luvulla. Etenkin raskaan liikenteen kulkureitin muuttaminen keskustasta pois koettiin tärkeäksi ja siitäkin syystä rakennettiin pohjoinen ohitustie, joka valmistui 2009. Vuonna 2013 Ely-keskus alkaa rakennuttaa itäistä ohitustietä, joka on erittäin suuri ja monivuotinen projekti.

Uutta sähköverkkoa rakennetaan ripeällä vauhdilla vuosittain syksyisin selville tulevien kaupungin kaavoitus- ja rakennussuunnitelmien mukaan. Vanhaa verkkoa saneerataan yleensä yhdessä kaupungin saneeraussuunnitelmien mukaisesti.

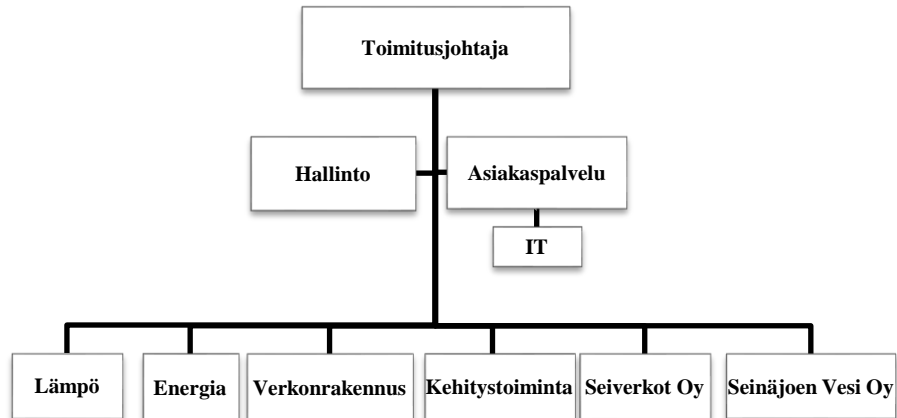
Kaupungin nykyisten suunnitelmien mukaan kaupunki kasvaa jatkossa Kärjen ja Pajuluoman asuinalueilta etelään Peräseinäjoen suuntaan itäiseen ohikulkutiehen saakka. Syksyllä 2012 Kärjen asuinalueen laajennuksen rakentamistyöt ovat edistyneet pitkälle.

3.2 Seinäjoen Energia konserni

Seinäjoen Energia on 16.4.1927 perustettu liikelaitos, joka on yhtiötetty energiayhtiöksi vuonna 1994. Yhtiö on Seinäjoen kaupungin omistuksessa 100 prosenttisesti. [21] Kaukolämpöliiketoiminta on aloitettu 1979 ja se kattaa Seinäjoen, Peräseinäjoen ja Nurmon alueet.

Konserni kasvoi 1.1.2011, kun Seinäjoen kaupunki myi vedenjakelutoiminnan Energia konsernille. Uuden tytäryhtiön nimeksi tuli Seinäjoen Vesi Oy.

Konsernin toimitusjohtaja on Martti Haapamäki, Seinäjoen Energia Oy:n sähkötoimen johtajana toimii verkonrakennus yksikön johtaja Tapio Pesu ja sähkökäytönjohtajana toimii Seiverkot Oy:n johtaja Antti Koskela. Emoyhtiön verkonrakennusyksikkö hoitaa pääsääntöisesti verkon rakennus – ja saneeraustyöt. Konsernin rakenne on esitetty kuvassa 3.1.



Kuva 3.1: Seinäjoen Energia konsernin organisaatiorakenne

Taulukossa 3.1 on esitelty tunnusluvut jaoteltuna emoyhtiön ja konsernin kesken. Rahasummien yksikkö on miljoonaa euroa. Emoyhtiön tunnusluvuissa ei ole mukana Seinäjoen Vesi Oy:n ja Seiverkot Oy:n tunnuslukuja.

Taulukko 3.1. Seinäjoen Energia Oy tunnusluvut [21]

	Emoyhtiö				Konserni		
	2011	2010	2009		2011	2010	2009
Liikevaihto	59,1	57,2	50,9		76,6	63,0	56,6
Omavaraisuusaste	43,0	41,2	32,1		25,5	40,8	38,5
Liikevoitto	8,9	9,9	8,6		10,1	11,8	10,5
Liikevoitto-%	15,1	17,3	16,9		13,1	18,8	18,7
Sijoitetun pääoman tuotto	8,6	20,0	18,2		8,6	21,2	19,2

Konsernin visiona on olla Suomen paras alallaan, ja toimia Seinäjoen parhaaksi sähkö-, lämpö- ja vesipalveluiden puolesta.

Konsernin käytössä on muun muassa seuraavia tietojärjestelmiä: mittautieto- ja taasehallintajärjestelmä Generis (Process Vision), verkkotietojärjestelmä NIS (Tekla), asiakastietojärjestelmä Forum (Tieto) ja käytönvalvontajärjestelmä MicroScada Pro (ABB).

3.3 Seiverkot Osakeyhtiö

Seiverkot Oy perustettiin vuonna 2007 vastaamaan Energiamarkkinaviraston vaatimusta sähkön siirron ja myynnin eriyttämisestä. Emoyhtiö vastaa sähkön myynnistä, Seiverkot Oy omistaa 1.7.2012 jälkeen rakennetun sähköverkon ja sitä aiemmin rakennetun sähköverkon se vuokraa konsernilta. [22]

Seiverkot Oy työllistää vakituisesti kahdeksan toimihenkilöä. Yhtiö suunnittelee ja toteuttaa kunnossapitoa, rakennuttaa sähköverkkoa sekä hallitsee verkkotietojärjestelmää. [22] Toistaiseksi konsernin käytössä ei ole käytöntukijärjestelmää.

Seiverkot Oy:n jakelualueella on asiakkaita noin 23 000 ja huipputeho on noin 74 MW. Jakelualueen käyttöpaikoista vain 460 kappaletta puuttuu etäluennasta, koska mittarinvaihtoprojekti on aloitettu jo varhaisessa vaiheessa. Jakelualue kattaa vain alkupe-
räisen Seinäjoen alueen. Peräseinäjoen, Nurmon ja Ylistaron alueilla toimivat Fortum Sähkön siirto Oy ja Elenia Oy. Täten kunnan sisällä on kolme eri jakeluverkonhaltijaa, erilaisine ehtoineen ja siirtohintoineen. Kuvassa 3.2 on esitelty Seinäjoen alue ja alueen verkonhaltijat. Seiverkot Oy:n jakelualue on väritetty tumman sinisellä, Fortum Sähkön siirto Oy vaalean sinisellä ja Elenia Oy turkoosilla.



Kuva 3.2: Seinäjoki ja Seiverkot Oy jakelualue [23]

Seiverkot Oy:n verkon kaapelointiaste on korkea. Uusien asuinalueiden rakentamisessa tavoitteena on käyttää maakaapelia. Luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut on esitetty taulukossa 3.2.

Taulukko 3.2. *Seiverkot Oy käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut [24]*

	2011	2012
SAIDI (vikojen kesto, h/a)	0,62	0,37
SAIFI (vikojen lkm, kpl/a)	0,74	0,21

Vikojen keskimääräiset kestot ja määrät ovat olleet valtakunnallisesti vuonna 2011 8,15 h/a ja 10,68 kpl/a. Edellä mainitun perusteella luotettavuus Seiverkot Oy:n jakeluverkoissa on ollut erinomainen.

Nykykäyttöarvoprosentti oli vuonna 2011 57,4 prosenttia. [25] Se on jakeluverkko-yhtiöiden keskimääräistä NKA:ta korkeampi. [26] Kolmannelle EMV:n asettamalle valvontajaksolle nykykäyttöarvoon otettiin käyttöön myös verkon komponenttien keski-ikä tarkastelu komponenttien määrän lisäksi. NKA nousi merkittävästi 2012 - 2015 valvontajaksolle vuoden 2011 aikana tehdyn laajamittaisen verkon komponenttien ikätietojen selvitystyön seurauksena, koska verkon keski-ikä oli määritelty vuonna 2005 ensimmäisen EMV valvontajakson alkaessa 50 prosentin tasolle. Seiverkot Oy:n verkko oli siis uudempi keski-ikältään kuin vuonna 2005 tehty määrittely, joka perustui oletuksiin.

3.4 Seiverkot Oy:n sähköverkon nykytila

Seiverkot Oy:n jakelualueella on viisi omaa 110/20 kV:n sähköasemaa ja johtolähtöjä on 36. Omassa omistuksessa on noin 3 km 110 kV:n avojohtoa ja noin 2 km 110 kV:n kaapelia. Sähköasemilta on yhteydet EPV Alueverkko Oy:n (EPA) hallinnassa olevaan 110 kV:n alueverkkoon, joten Seiverkot Oy ei ole suoraan yhteydessä Fingrid:n kantaverkkoon. Seiverkot Oy maksaa sähkönsiirrosta EPA:lle. Liitteessä 1 näkyy koko Seiverkot Oy:n jakeluverkko sekä sähköasemat korostettuna.

EPA hallitsee alueen 110 kV:n yhteyksiä ja rakentaa ne. Seiverkot Oy:n ja EPA:n välillä on siksi tiivis yhteistyö. EPA on EPV Energia Oy:n tytäryhtiö (EPV), jossa Seinäjoen Energia on osakkaana. Seiverkot Oy:n uusi 110/20 kV:n sähköasema rakennetaan lähitulevaisuudessa uuden Seinäjoen itäisen ohitustien yhteyteen.

Seiverkot Oy:n sähköverkon nykytilaa on selvitetty tässä kappaleessa käyttövarmuuden, kaapelointi- ja kuormitusasteen sekä komponenttien keski-ikä kannalta. Oikosulkuvirran suuruuden, suojauksen selektiivisyyden tai muunlaisen verkon tarkastelun tekeminen ei ole olennaista tämän työn tavoitteiden vuoksi, joten nykytilan arvioinnissa on keskitytty toimitusvarmuuteen ja keskeytyskustannuksiin vaikuttaviin asioihin.

3.4.1 Käyttövarmuus

Maakaapeliverkon osalta luotettavuus on ollut hyvä. Ydinkeskustan kaapeliverkosta osa on rakennettu jo 1960- ja 1970-luvuilla, ja se on ollut toimintavarmaa. Ainoa haittapuoli vanhassa kuparikaapelissa on sen hieman heikompi kuormitettavuus pienen poikkipinta-alan vuoksi. Toistaiseksi vanhat kaapelit eivät ole aiheuttaneet vikoja esimerkiksi vanhenemisen vuoksi. Ydinkeskusta-alueen kaapelointeja saneerataan alueiden muiden muutostöiden yhteydessä. [11]

Maakaapeliverkon luottavuutta on heikentänyt tiettyjen 1970-luvulla asennettujen itäsaksalaisten paperi-/rasva-eristekaapeleiden ominaisuudet ja etenkin niiden asennuksen yhteydessä käytetyt karkeasisäpintaiset betonikourut. Kaapelin rakenne poikkeaa normaalista siten, että siinä ei ole ulointa muovikuorta. Kaapelien päällä sijaitsevat betonikourut ovat liikkuneet maaperän mukana ja vahingoittaneet kaapelin kuorta. Täten alumiinikerros on päässyt ympäristön ja veden vaikutusten alaiseksi, ja kaapeli on vi-

kaantunut usein yksittäisen vaiheen eristevaurion vuoksi. [11] Kuvassa 3.3 näkyy kaapeli, joka on vikaantunut edellä mainitulla tavalla.



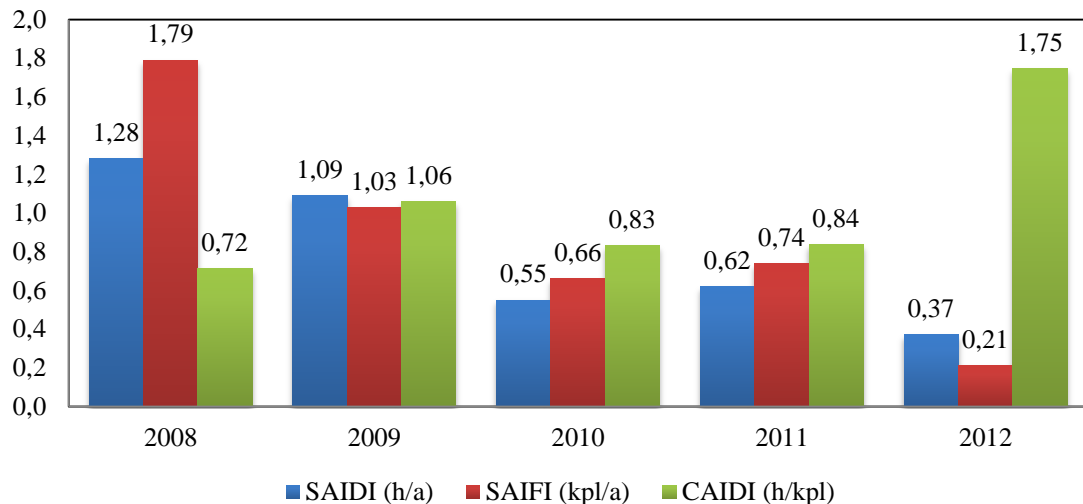
Kuva 3.3: Vikaantunut 20 kV:n maakaapeli

Kyseistä kaapelia on käytetty esimerkiksi Kivistön kaupunginosan koulujen läheisyydessä muuntamoiden M29, M26 ja M30 välillä. Kaapelissa on useita kohtia, joihin betonikouru on aiheuttanut vian, jotka on korjattu jatkoja käyttämällä. Kappaleessa 4.3 on esitetty tarkemmin vikatilanne, jonka aiheuttajana kaapelityyppi ja betonikourut ovat olleet. Kesän 2012 aikana kyseinen kaapeliosuus uusittiin kokonaan. Teollisuusalueella, jossa kyseistä kaapelityyppiä on myös käytetty, se on vaihdettu aiemmin 2000-luvulla. [11] Kaapelityyppiä ei ole enää käytössä Seiverkot Oy:n jakelualueella.

Avojohtoverkossa esiintyy vikoja maakaapeliverkkoa enemmän. Pääsääntöisesti avojohdot kulkevat paikoissa, joissa ympäristön niille aiheuttamat haitat ovat olleet pienet. Toisinaan tuulisissa ja myrskyisissä olosuhteissa yksittäisten avojohdojen päälle on kaatunut puu tai useampia aiheuttaen sähkönjakelun keskeytyksen.

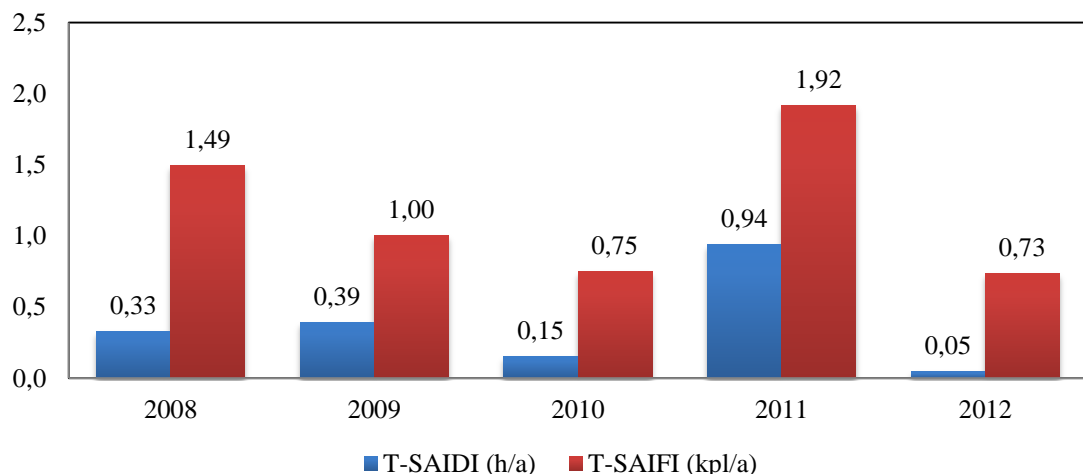
Muuntamoiden luotettavuus on ollut korkea. On syytä huomioida, että muuntamoissa on käytetty uudelleen vanhoja muuntajia. Taulukossa 4.2 on esitelty keski-ikä komponenteille, jossa muuntajien ikä eri muuntamotyypeissä on eritelty. 2000-luvulla rakennettuun muuntamoon on asennettu vielä 20-vuotiaita tai vanhempia muuntajia. Näissä vanhoissa muuntajissa tyhjäkäyntihäviöt ovat korkeammat kuin uusissa malleissa sekä kuormitettavuus hieman heikompi. Ikääntyminen heikentää luotettavuutta ja voi aiheuttaa vikatilanteita sekä jakelunkeskeytyksiä. On syytä harkita kannattaako jatkossa käyttää vain uusia muuntajia uusiin muuntamoihin ja vanhoja muuntajia pelkästään varaosina tai jopa myydä ne pois kokonaan.

Luotettavuutta kuvaavat asiakasmäärillä painotetut tunnusluvut on esitetty kuvassa 3.4 Arvot perustuvat ET:lle vuosittain raportoituihin keskeytystilastoihin.



Kuva 3.4: Seiverkot Oy:n verkon käyttövarmuutta kuvaavat asiakasmäärillä painotetut tunnusluvut 2008 - 2012 [24, 27]

Vaikka eri vuosien välillä on ollut hajontaa, luottavuus on ollut hyvä. Muuntopiirikoh-
taiset tunnusluvut T-SAIFI ja T-SAIDI on esitelty kuvassa 3.5. Tunnusluvut perustuvat
energiapainotettuihin lukuihin, joita EMV kerää vuosittain.



Kuva 3.5: Seiverkot Oy:n verkon muuntopiirikohtaiset energiapainotetut tunnusluvut 2008 - 2012 [27]

Seiverkot Oy:n tapauksessa, SAIFI ja SAIDI tunnusluvut ovat hyödyllisimpiä toimitus-
varmuuden kuvaamiseen, koska muuntamoiden määrä ei nouse asiakasmäärien noustes-
sa jakelualueella. SAIDI ja SAIFI tunnusluvuissa olevaa suurehkoa eroa vuosien 2009
ja 2010 välillä selittää verkostoautomaation optimointi. Sähköasemille on panostettu
sammutukseen ja releiden asetuksia on muutettu, jolloin myös jälleenkytkentöjen mää-
rät ovat laskeneet. [11] Siksi 2010 vuonna tunnusluvut ovat pienemmät kuin vuoden
2009 vastaavat arvot.

Sähkönjakelun keskeytyksien pituudet ovat olleet toistaiseksi niin lyhyitä, että Sei-
verkot Oy ei ole joutunut maksamaan vakiokorvauksia asiakkaille lainkaan. [11, 28]
Suomea koskeneet myrskyt ovat usein ajautuneet Seiverkot Oy:n jakelualueen ohi ja
korkean 20 kV:n verkon kaapelointiasteen vuoksi ne eivät ole päässeet vaikuttamaan
sähkönjakeluun alueella. Suurin haaste tulevaisuudessa korkean luotettavuuden säilyt-

täminen Seiverkot Oy:n jakeluverkossa. Kunnossapidolla ja sen toteutuksella on suuri vaikutus luotettavuuden säilyttämisessä.

3.4.2 Kaapelointiaste

Seiverkot Oy:n jakelualueen kaapelointiaste on hyvin korkea pienjännitepuolella ja keskijännitepuolella merkittävä. Tarkemmat tiedot kaapelointiasteesta on esitetty taulukossa 3.3.

Taulukko 3.3. 1.1.2012 tilanteen mukaiset tiedot Seiverkot Oy:n jakeluverkosta [21, 29]

0,4 kV:n verkko	0,4 kV:n verkon kaapelointiaste	20 kV:n verkko	20 kV:n verkon kaapelointiaste	Asiakkaita	Muuntamot	Verkossa siirretty energia	Huipputeho 2011
(km)	(%)	(km)	(%)	(kpl)	(kpl)	(GWh)	(MW)
752,9	86,6	248,5	46,5	21740	390+62	370,5	73,8

Muuntamoista 390 on omaa ja 62 asiakasmuuntamoita, jotka ovat asiakkaiden hallinnassa ja omistuksessa. Keskijänniteverkossa avojohdon osuus on 39,9 prosenttia, päälystetyn avojohdon osuus 13,0 prosenttia ja maakaapelin osuus 47,0 prosenttia vuoden 2011 tietojen perusteella. [30]

Jakelualueen ollessa osittain tiheään asuttua taajamaa, on kaapelointiaste korkea. Taulukossa 3.4 on esitelty Seiverkot Oy ja muita vastaavan suuruisia verkkoyhtiöitä, koko Suomen valtakunnallinen ja kaikkien verkkoyhtiöiden keskimääräinen kaapelointiaste. Samankaltaiset verkkoyhtiöt Seiverkot Oy:n nähden valittiin EMV:n keräämästä vuoden 2010 sähköverkon tunnuslukutaulukosta niiden toimitetun energian, asiakasmäärän, huipputehon tai johtopituuksien perusteella.

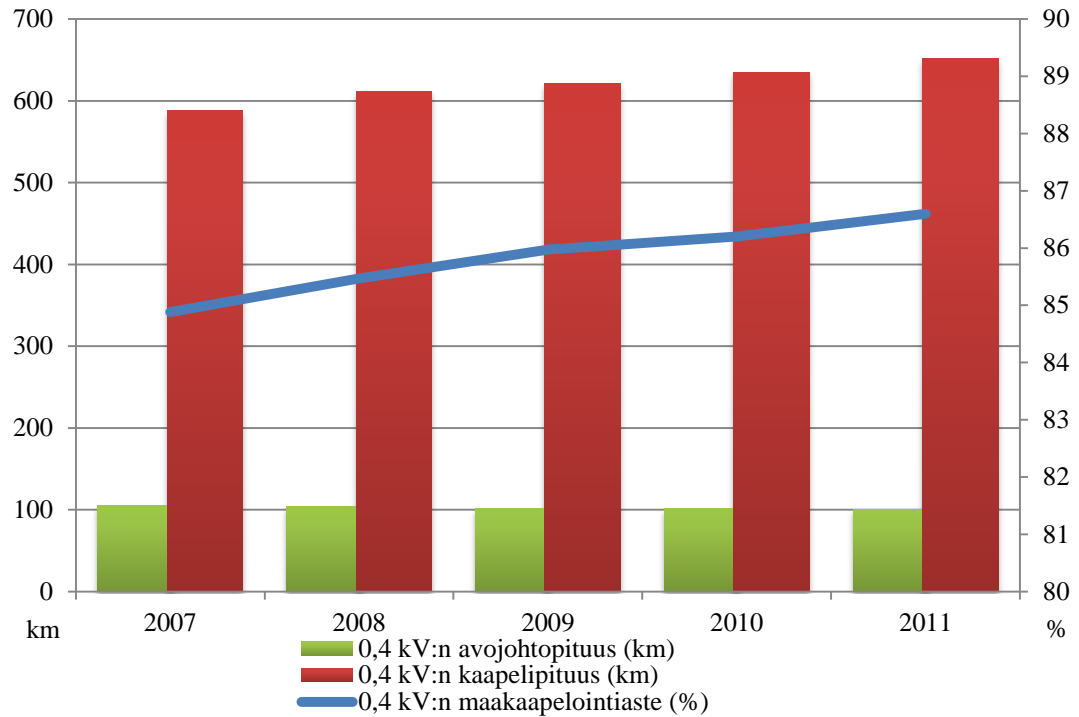
Taulukko 3.4. Kaapelointiaste, yksikkö prosenttia [28, 29]

Verkkoyhtiö	0,4 kV:n verkko	1-70 kV:n verkko
<i>Seiverkot Oy</i>	86,2	45,5
ESE-Verkko Oy	77,4	44,3
Forssan Verkkopalvelut Oy	72,8	50,0
Kuopion Energia Liikelaitos	77,2	64,4
Porin Energia Sähköverkot Oy	65,0	37,5
Rauman Energia Oy	60,2	51,6
<i>Koko Suomi, ka</i>	36,3	11,6

Koko Suomen kaapelointiaste on selvitetty laskemalla verkkoyhtiökohtaiset maakaapelipituudet, laskemalla niiden summa ja vertaamalla summaa kaikkien verkkoyhtiöiden verkkopituuksiin.

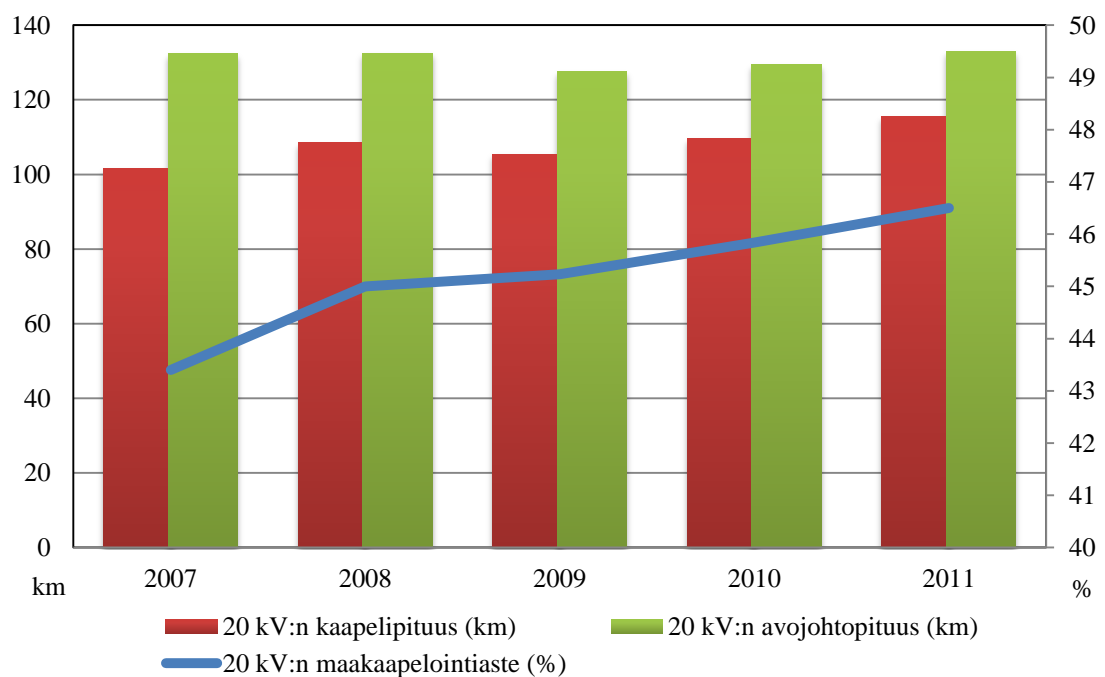
Suomen keskimääräiseen kaapelointiasteeseen nähden ero on noin nelinkertainen Seiverkot Oy:n hyväksi ja verkkoyhtiöiden keskiarvoihin nähden noin kaksinkertainen 20 kV:n verkossa. Verrattuna muihin yrityksiin keskijänniteverkon kaapelointiaste on hieman alhaisempi tai sama, mutta pienjänniteverkon vastaava luku selvästi muita korkeampi. Eroja selittää lähinnä jakelualueiden rakenteelliset erot.

Pääosin kaikki uudet sähköverkot rakennetaan kaapelilla. Etenkin pienjännitepuolella on trendinä maakaapelin käyttö, mikä nähdään kuvasta 3.6. Syynä ovat lähinnä uudet asuinalueet, joita vuosittain kaapeloidaan noin 20 kilometrin edestä.



Kuva 3.6: Tietoja pienjänniteverkosta [30]

Useat vuosittaiset investointiprojektit koskevat avojohdon muuttamista maakaapeliksi 20 kV:n verkossa. Uudet asuinalueet myös liitetään lähes aina maakaapeliverkkoon. Seiverkot Oy on tehnyt päätöksen käyttää ainoastaan läpimitaltaan 3x185 olevaa AH-XAMK-W-maakaapelia 20 kV:n maakaapeliasennuksissa. 20 kV:n yhteyksiä rakennetaan myös jatkossa ilmaan, jos se on järkevää. [30] Vuonna 2011 PAS-johdolla rakennettu varayhteys nostaa avojohdon osuutta, joka on nähtävissä kuvasta 3.7.



Kuva 3.7: Tietoja 20 kV:n jakeluverkosta [30]

Vuosittain maakaapelointi on isossa osassa Seiverkot Oy:n vuosibudjetissa. Maakaapelin käyttö lisää Seiverkot Oy:n nykykäyttöarvoa ja lisää toimitusvarmuutta. Haittapuolena maakaapelin käytössä on ulkopuoliset uhat, kuten kaivinkoneen aiheuttamat viat.

3.4.3 Kuormitusaste

Tässä työssä myöhemmin esitettyjen KAH-laskelmien tekemistä varten, täytyi asiakastiedot ja tuntitehosarjat saada verkkotietojärjestelmään, jotta laskelmat voitiin tehdä. Tuntitehosarjojen avulla saatiin selville myös eri muuntajien ja sähköasemien kuormitukset eri ajankohtina.

Vuoden 2012 huippukuormitusasteen keskiarvo on 45,8 prosenttia vuoden ajalta mitatuilla asiakkaiden tuntitehosarjoilla Seiverkot Oy:n omilla muuntajilla. Vastaavasti laskennallinen huippukuormitusasteen keskiarvo on 50,3 prosenttia. Se perustuu käyttäjäryhmien erilaisiin tyyppikäyriin. [30] Lukujen ero osoittaa sen, että tähän asti käytetyt eri käyttäjäryhmien tyyppikäyrät eivät ole tarkkoja malleja. Myös asiakkaita voi kuulua väärään käyttäjäryhmään kulutustapansa puolesta, mikä vaikuttaa tyyppikäyrillä lasketuun kuormitusasteeseen. Edellä mainittujen tietojen perusteella keskimääräinen kuormitusaste on matala, mutta yksittäisten muuntajien nimellisteho ylitetään kylminä talvipäivinä. Taulukossa 3.5 on esitelty kahdeksan eniten kuormitettua muuntajaa, joilla kaikilla kuormitusaste on yli 107 prosenttia huippukuormitustilanteessa.

Taulukko 3.5. Kuormitusaste kuormitetuimmilla muuntajilla [30]

Muuntamo	Kuormitusaste (%)	Nimellisteho (kVA)
M192	128,3	200
M327	127,0	200
M103	123,3	200
M336	121,4	200
M253	112,4	315
M185	112,2	200
M307	109,2	30
M60	107,8	500

Taulukossa 3.5 esitettyjä muuntajia kannattaa vaihtaa isompiin, koska ylikuorma vähentää niiden kestoikää. Toinen vaihtoehto on muuttaa pienjännitepuolen jakorajoja siten, että kuormitus tasaantuu. Maksimikuormitus vuoden 2012 aikana on ollut helmikuun alussa. Kuormitushuiput ovat olleet taulukossa mainituilla muuntajilla, jotka ovat kaikki pylväsmuuntamoissa. Kylmä ajankohta on kompensoinut ylikuormituksen vaikutuksia jäädyttämällä kyseisiä muuntajia.

3.4.4 Aluejako ja jakorajat

Seiverkot Oy:n jakelualueelle ei ole tehty erikseen aluejakoa. CLC-aineisto jakelualueesta on käytettävissä VTJ:ssä, mutta aineistoa ei ole hyödynnetty aluejaon tekemiseen. Jakelualan tietojen raportoimista varten on käytössä ET:n keskeytystilasto-ohjeen maakaapelointiasteeseen perustuva jaottelu johtolähdöille. Sen mukaan johtolähtö on maaseutua, jos sen kaapelointiaste on pienempi kuin 25 prosenttia, taajamaa, jos se on 25 ja 75 prosentin välillä, ja kaupunkia, jos se ylittää 75 prosentin arvon. Seiverkot Oy:n johtolähtöjen aluejaot on esitetty liitteessä 2. Tarkemmalle aluejaolle ei ole ollut toistaiseksi tarvetta.

Maakaapelointiin liittyvä Energiamarkkinaviraston valvontamalliin kuuluva kaivuulosuhderaportti on tehty vuodelle 2012. Raportin tulokset on esitetty taulukossa 3.6.

Taulukko 3.6. *Seiverkot Oy:n kaivuulosuhderaportti vuodelta 2012 [30]*

	0,4 kV:n maakaapeli- verkko (km)	Osuus 0,4 kV:n maakaapeli- verkosta (%)	20 kV:n maakaapeli- verkko (km)	Osuus 20 kV:n maakaapeli- verkosta (%)
vaikea	165,1	25,3	60,6	53,2
normaali	363,5	55,7	22,9	20,1
helppo	123,7	19,0	30,3	26,6

Raportti pohjautuu CLC-aineistoon, jonka perusteella VTJ laskee kaivuulosuhdearvot nykyiselle maakaapeliverkolle.

Verkossa olevia jakorajoja ei ole optimoitu toistaiseksi vuodenaikaa tai häviöitä ajatellen. Kytchentilannetta muutetaan verkon osien kunnossapitoa tai kuormien tasaamista varten tarvittaessa. [30]

3.4.5 Komponenttien keski-ikä

Energiamarkkinavirastolle ilmoitettujen tietojen perusteella verkon eri komponenttien keski-ikä ovat taulukon 3.7 mukaiset vuoden 2012 alussa.

Taulukko 3.7. *Ikätietoja verkon komponenteista [27]*

Komponentti	Keski-ikä (v)
Pylväsmuuntamot	19,7
Jakelumuuntajat pylväsmuuntamoissa	22,4
Puistomuuntamot	13,4
Jakelumuuntajat puistomuuntamoissa	14,9
Kiinteistömuuntamot	19,6
Jakelumuuntajat kiinteistömuuntamoissa	22,1
20 kV:n avojohdot	23,3
20 kV:n PAS-johdot	11,4
20 kV:n maakaapelit	14,9
Eroin	11,8
Eroin, kauko-ohjattava	9,7

Keski-ikä perusteella voidaan todeta, että olemassa oleva avojohtoverkko on ylittänyt teknisen pitoaikansa puolivälin. Avojohtoverkon korvaaminen maakaapelilla tai päällystetyllä avojohdolla on kriittisissä paikoissa perusteltua, sillä ikääntyvä avojohtoverkko on altis vioille. Keskimääräiseltä vikataajuudeltaan maakaapeli on selkeästi toimintavarmempi kuin avojohto.

Jakelumuuntajien keski-ikä on vanhempi kuin muuntamoiden. Vanhojen pylväissä olevien muuntajien vaihtamista uudempiin kannattaa harkita, jos kuntotiedot ovat hälyttävät tai on tiedossa, ettei kyseistä johto-osuutta kaapeloida lähitulevaisuudessakaan. Kiinteistö- ja puistomuuntamoiden jakelumuuntajat ovat suurelta osin pienellä kuormalla, eivätkä siksi ikäänny niin nopeasti kuormituksen takia. Niiden korvaaminen uudemmilla ennakoivasti ennen vikaantumista ei ole perusteltua.

3.4.6 Verkostoautomaatio

Seiverkot Oy:n keskijänniteverkon avojohtoverkossa on jakorajojen muuttamista varten erottimia, joista pieni osa on kauko-ohjattuja. Kauko-ohjaus on toteutettu radiomodeemiyhteyksillä. Yhteydet ovat toimineet luotettavasti, mutta erottimien mekaaniset rakenteet ovat olleet epävarmoja toimivuutta ajatellen. Käytännössä usein kauko-ohjauksen yhteydessä erottimella on täytynyt olla joku tarkistamassa, että erottimen tila on muuttunut ohjauskäskyn mukaiseksi. Muuntamoilla on käsin käytettäviä kuormaerottimia, sekä kolmella omalla muuntamolla M207, M325 ja M386 on asennettuna kauko-ohjattavia kuormaerottimia. Asiakasmuuntamoilla K26 ja K44 on myös kauko-ohjattavat katkaisijat.

Johtolähdöillä Itikka J12 ja Myllykoski J13 on vianilmaisimet erottimien E1, E4 ja E121 yhteydessä. Niiden avulla selviää nopeasti, jos vika tapahtuu niiden jälkeen verkossa. Myös Eskoon asuinalueella erottimet E5, E14 ja E59 ovat varustettu vikailmaisimin sekä myös Komulaiseksi kutsutulla erotinasemalla erottimien E18, E83 ja E142 yhteydessä on vikailmaisimet.

Kahdelta sähköasemalta, Itikka ja Myllykoski, löytyy loistehon kompensointiyksikkö. Maasulun sammukskelalla on varustettu kaikki muut paitsi Itikan sähköasema. Neljällä sähköasemalla on käytössä nykyaikaisia ABB Ref 500 sarjan releitä. Asemalla Soukkajoki on käytössä puolestaan Spacom relekatkaisu.

Releellä ohjattuja katkaisijoita keskijänniteverkossa on 20 kV:n kytkinasemilla Alakylä ja Keskussairaalan lämpökeskus. Seiverkot Oy omistaa myös osan Fortum Sähkön siirto Oy:n sähköasemasta Seinäjoki. [11]

3.4.7 Toimitusvarmuuteen liittyvät toimenpiteet

Toimitusvarmuuden parantaminen ei ole ollut ensisijainen suunnitteluperiaate Seiverkot Oy:ssä. Muut asiat ohjaavat suunnittelua enemmän, mutta usein myös toimitusvarmuus paranee samalla. Toimenpiteet kuten erottimien asentaminen kaapelipäätteisiin ja varayhteydet pienjännitepuolella kahden muuntamon välillä ovat olleet keinoja Seiverkot Oy:n toimitusvarmuuden parantamiseksi. [30]

Rengasverkkoon pyrkiminen on tavoitteena jakeluverkon suunnittelussa. Mahdollisuuksien mukaan tehdään varayhteyksiä sähköasemien välille. Materiaaleissa ja asennustavoissa ei päädytä halvimpaan mahdolliseen ratkaisuun, koska tavoitteena on pitkäikäinen ja luotettava verkko. Seiverkot Oy ei rakenna väliaikaisia rakenteita saneerauksien yhteydessä vaikka olisi tiedossa, että kyseiset rakenteet muuttuvat saneerauksella lähiaikoina erilaiseksi. Edellä kuvattuja tilanteita ilmenee esimerkiksi silloin, kun avojohtoverkon tietty osa saneerataan vaiheittain, yksi osa ensimmäisenä vuonna ja toinen osa jälkimmäisenä. [30]

Muuntamoiden jännitteisenä imurointi on tavanomainen toimenpide, jolla toimitusvarmuus nousee. Sitä tekevät koulutuksen saaneet asentajat vuosittain Seiverkot Oy:n muuntamoille. Eläinten ja ympäristön aiheuttamia jälleenkytkentöjä varten muun muassa eläinsuojia on asennettu lähes koko avojohtoverkon kattavaksi. [22]

PAS-johdolla on tehty 20 kV:n varayhteys kahden sähköaseman välille vuonna 2011. Tämä ratkaisu mahdollistaa erilaiset kytkennät ja vian erottamisen verkosta nopeasti. Kyseisen varayhteyden investoimisella on toimitusvarmuutta nostettu selvästi.

4 KESKEYTYKSESTÄ AIHEUTUVAN HAITAN KUSTANNUKSET SEIVERKOT OY:SSÄ

Tässä luvussa analysoidaan Seiverkot Oy:n jakeluverkon keskeytyskustannuksia. Tilastojen avulla selvitetään keskeytyksestä aiheutuvan haitan kustannukset kuuden vuoden ajalta. Johtolähdöistä tehdään analyysi liittyen muun muassa johtopituuksiin, asiakasmääriin, vuosienergioihin ja kaapelointiasteeseen. Johtolähdöille selvitetään KAH-kustannusten laskennallinen odotusarvo (laskennallinen KAH) kahden tunnin keskeytyksessä. Laskennallinen KAH-kustannus kuvaa johtolähdön tärkeyttä sähkönjakelun toimitusvarmuuden kannalta. Mitä korkeampi se on johtolähdöllä, sitä tärkeämpi on varmistaa sen toiminta kaikissa tilanteissa.

Saadun johtolähtöanalyysin perusteella valitaan kriittiset johtolähdöt, joiden toimitusvarmuuden parantamiseksi etsitään erilaisia toimenpide- ja investointiehdotuksia luvussa viisi.

Koska Seiverkot Oy:n jakeluverkko on kokenut laajoja sähköasematason vikoja viimeisen viidentoista vuoden aikana, selvitetään luvussa myös kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskimääräiset keskeytyskustannukset (2h TJE KK) johtolähdöittäin ja lopulta sähköasemittain. Sen laskemiseen sovelletaan KAH-kustannuslaskentaa ilman vikataajuuden huomioimista.

4.1 Keskeytyksestä aiheutuva haitta

Seiverkot Oy:n jakelualueella asiakkaiden kokemien vikojen määrä ja kesto vaihtelevat vuosittain, mikä on normaalia sähkönjakelutoiminnassa. Keskeytyksiä tilastoidaan joka vuosi EMV:lle odottamattomien ja suunniteltujen keskeytyksien sekä jälleenkytkentöjen osalta. Tilastojen ja taulukon 2.1 arvojen muokkaamisella sekä rakennuskustannusindeksin avulla saatiin laskettua Seiverkot Oy:n KAH-kustannukset EMV:n aiempien valvontajaksojen ajalta. 2012 KAH-kustannukset laskettiin uuden valvontamallin mukaisesti kuluttajahintaindeksiä hyödyntäen.

Toteutuneet KAH-kustannukset ovat olleet taulukon 4.1 mukaisia viime vuosien aikana.

Taulukko 4.1. Toteutuneet KAH-kustannukset Seiverkot Oy:n jakeluverkossa

2007	171 k€
2008	254 k€
2009	391 k€
2010	243 k€
2011	557 k€
2012	139 k€

Keskiarvo vuosien 2007–2012 väliseltä ajalta on 293 000 euroa. Viimeisen kuuden vuoden ajalta KAH-kustannuksissa on runsaasti hajontaa, syy siihen on vikojen määrän vaihtelu. Vuonna 2011 oli poikkeuksellisen paljon keskijänniteverkon vikoja, noin 20

vikaa. Vuoden 2012 aikana vikoja oli huomattavan vähän. Yleiset vikojen aiheuttajat Seiverkot Oy:n jakelualueella ovat kaivinkoneet. Niiden toiminta aiheuttaa kaapelivaurioita ja sähkönjakelun keskeytyksiä, jopa kaapelinnäytöistä huolimatta.

4.2 Johtolähtöanalyysi

Jokaiselle johtolähdölle selvitettiin asiakkaiden lukumäärä ja vuosittainen sähköenergian kulutus. Myös johtolähdön tekniset tiedot johtopituuksista, johtotyypeistä ja kaapelointiasteesta selvitettiin samalla. Kaikki edellä mainittu toteutettiin Tekla NIS-verkkotietojärjestelmän Tehonjako-mitointus laskentatoiminnon avulla koko 20 kV:n jakeluverkolle. Jakorajat lukittiin loppusyksyn 2012 mukaiseen tilanteeseen laskelmien tekemiseksi siten, että tulokset ovat vertailukelpoisia keskenään.

Verkkotietojärjestelmään täytyi siirtää toteutuneet tuntitehosarjat sekä asiakastiedot 1.8.2011–30.10.2012 väliseltä ajalta noin 22 000 asiakkaan osalta mittaustietojärjestelmä Generiksestä rajapinnan avulla. Rajapinnan kanssa oli erinäisiä ongelmia, jotka piti ratkaista, jotta laskenta VTJ:n avulla onnistui. Analyysin tulokset on esitetty liitteessä 2.

Analyysin aluejako perustuu ET:n keskeytystilaston mukaiseen määrittelyyn. Sen yhteydessä laskettiin johtolähdöittäin keskimääräinen keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskennallinen kustannus tilanteessa, jossa tapahtuu kahden tunnin odottamaton keskeytys. Kahden tunnin keskeytyspituus valittiin kokemuseräisesti, sillä lyhyiden välimatkojen sisällä oleva verkko on yleensä kahden tunnin sisällä korjattu tai ainakin vika-paikka syötetty varayhteyksien tai aggregaatin avulla. Keskeytyspituuteen vaikuttavat myös lähtöjen suurehko määrä suhteutettuna lähtöjen lyhyteen ja vuosienenergioihin. [30]

Keskeytyksen hinta saatiin selvitettyä taulukon 2.3 arvojen ja yhtälön 2.3 avulla. Seiverkot Oy:llä ei ole yksityiskohtaista tietoa oman jakeluverkon eri johtotyyppien vikataajuuksista. Koska vikataajuus vaikuttaa selvästi eri johtotyypeillä vian todennäköisyyteen, eri johtotyyppien keskimääräisiä valtakunnallisia vikataajuuksia taulukosta 2.6 käytettiin laskelmien tekoon. Todennäköisesti ne ovat selvästi korkeammat kuin oikeat Seiverkot Oy:n verkon vikataajuudet. [11] Niiden ottaminen huomioon vaikuttaa tuloksiin siten, että tietyt johtolähdöt nousevat esiin kaikista kriittisimmiksi. Syynä on asiakkaiden määrä sekä heidän kuormitus, ja niihin nähden pieni maakaapelointiaste.

Yksittäisen johtolähdön sähkönjakelun keskeytys on kallista, esimerkiksi johtolähdöillä Soukkajoki J05 ja Pohja J12. Laskennassa ilmenneet laskennallisen KAH-kustannuksen kannalta kalliit ja muuten merkittävät johtolähdöt Itikka J12, Myllykoski J11 sekä J13, Soukkajoki J05 sekä J08 ja Pohja J07 tutkitaan tarkemmin luvussa viisi. Niiden toimitusvarmuuden parantamiseen on haettava erilaisia ratkaisuja tavoitteiden saavuttamiseksi.

4.3 Sähköaseman verkosta irti kytkevän keskijännitevian merkityksen tarkastelu

Seiverkot Oy:n jakelualueen luotettavuuden ollessa muutoin korkea, ovat yksittäisten vikojen aiheuttamien sähköasemien verkosta irtoamisen vaikutukset olleet laajoja ja merkittäviä. Viimeisen viidentoista vuoden aikana yksittäinen sähköasema on pudonnut verkosta noin viisi kertaa, jolloin toimittamatta jääneen sähkön määrä on ollut yksittäistapauksissa merkittävä. Vielä suurempi vaikutus on ollut kyseisistä keskeytyksistä aiheutuneella haitalla.

Sattuman vuoksi kriittisinä aikoina, kuten esimerkiksi kesän 2010 ison tapahtuman aikana, kappaleessa 4.1 mainittu 20 kV:n itäsaksalaisen maakaapelin vioittuminen aiheutti 20 kV:n syötön katkaisijan aukeamisen ja lopulta kaikki 20 kV:n lähdöt putosivat verkosta. Syynä oli todennäköisesti sähköaseman katkeilevan maasulkusuojauksen puuttuminen, jolloin kiskomaasulun rele havahtui ja ohjasi katkaisijan auki. Lopulta kaikki lähdöt irtosivat verkosta. [11] Karkeasti arvioituna noin puolet kaupungista oli sähköttä parin tunnin ajan. Kesätapahtuma toteutui ilman varsinaista haittaa tai merkittäviä viivästymisiä, koska sähkön syöttö palautettiin alueelle nopeasti.

Myös aikaisemmin muuntamolla M110 tapahtunut veden päätyminen kojeiston sisälle on aiheuttanut kiskomaasulun releen havahtumisen, minkä seurauksena sähköaseman 20 kV:n syöttö irtosi verkosta. [22] Yleisesti ottaen sähköaseman laajuiset keskeytykset ovat usein johtuneet katkeilevista maasuluista ja katkeilevan maasulkusuojauksen puuttumisesta. Ongelmiin on reagoitu ja säädetty suojaus kohdalleen niin, että vastaavia laajoja vikoja ei enää pääsisi tapahtumaan. [22]

Liitteessä 3 on esitetty kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskimääräiset keskeytyskustannukset (2h TJE KK) sähköasemittain tilanteessa, jossa kaikki sähköaseman 20 kV:n lähdöt ovat irronneet verkosta kahden tunnin ajaksi. 2h TJE KK:n laskemiseen on sovellettu KAH-laskennan periaatteita käyttäen odottamattoman keskeytyksen aiheuttamia KAH-kustannuksia taulukosta 2.2 ja yhtälöä 2.3. Erona edellisen kappaleen laskennallisten KAH-kustannusten laskemiseen on, että vikataajuuksia ei ole huomioitu, vaikka yleensä vikatilanteet ovat johtuneet verkossa tapahtuvista vioista, eikä sähköaseman komponenteista.

Laskelmien perusteella Myllykosken sähköasema on kaikista kallein kustannuksiltaan kahden tunnin vian tapahtuessa. Sen keskeytyskustannukset ovat suuremmat kuin kuuden vuoden toteutunut keskiarvo. Tekemällä vastaava laskelma kesäisenä ajankohdana kahden tunnin ajalta, jolloin kulutus on pieni, olisivat kustannukset selkeästi pienemmät. Huippukuormituksen aikaan helmikuussa kahden tunnin keskeytyksen kustannukset olisivat puolestaan kertaluokkaa suurempia. Keskeytyskustannukset kasvavat lineaarisesti, jos sähkönjakelun keskeytys on pidempi. Asiakkaiden kokema käytännön haitta sekä harmi puolestaan koetaan useilla eri tavoilla riippuen asiakasryhmästä, keskeytyksen laajuudesta ja sen pituudesta.

5 TOIMENPIDE-EHDOTUKSET JA INVESTOINNIT TOIMITUSVARMUUDEN PARANTAMISEKSI

Työn tavoitteena on hakea ratkaisuja toimitusvarmuuden parantamiseksi Seiverkot Oy:n jakeluverkossa. Seiverkot Oy:llä oli tiedossa paikkoja, joihin verkkokatkaisijoita aiotaan lisätä kokemukseen perustuen. Tässä luvussa selvitetään laskennallisesti erilaisia toimenpiteitä, investointivaihtoehtoja ja muutoksia jakeluverkkoon liittyen, mitkä ovat parhaita tavoitteeseen pääsemisessä Seiverkot Oy:n kannalta. Vyöhykekonseptia hyödynnetään etsimällä laskennalliset paikat verkkokatkaisijoille. Tarkoituksena ei ole yksityiskohtaisesti tutkia ja esittää miten verkkokatkaisijat kannattaa teknisesti toteuttaa.

Laskelmien tekoon käytettiin Tekla NIS verkkotietojärjestelmää. Verkon jakorajat olivat lukittu samoin, kuten luvussa 4 on mainittu. Kyseisellä keinolla jakorajojen muuttuessa VTJ:n tietokannassa, muutokset eivät vaikuta työn laskentatuloksiin. Johtolähtöjen kuormituksen mallinnukseen sovellettiin KAH-kustannuslaskentaa. Keskeytyspi-tuudeksi valittiin kaksi tuntia samoin perustein, kuten edellisessä luvussa on mainittu.

Edellisessä luvussa valittuihin johtolähtöihin perehdytään kolmesta toimitusvarmuuteen vaikuttavasta näkökulmasta: verkkokatkaisijat vyöhykekonseptin periaattein toteutettuna, maakaapelointi ja saneeraus sekä varayhteydet. Johtolähtöjen lisäksi käsitellään muun muassa uuden sähköaseman, varayhteyksien, käytöntukijärjestelmän ja verkon suunnittelun vaikutuksia toimitusvarmuuteen. Luvun lopussa tuodaan esille myös muita huomioita yleisen toiminnan tehostamiseksi ja muuttamiseksi.

5.1 Valittujen johtolähtöjen tarkastelu

Edellisessä luvussa valittuja johtolähtöjä tarkastellaan siltä kannalta, miten niillä kuormitus jakautuu sähköasemalta poispäin. Tärkeää on myös selvittää maakaapelointias-teen vaikutus laskennallisiin KAH-kustannuksiin ja minkälaisilla investoinnilla siihen saadaan vaikutettua. Kunnossapitojärjestelmän tietoja hyödynnetään johtolähdön sanee-raustarpeen selvittämisessä. Tärkeiden varayhteyksien vaikutus tutkittavan johtolähdön toimitusvarmuuden parantamiseen selvitetään myös. Jokaisen tutkittavan johtolähdön yhteenveto kappaleeseen tiivistetään johtolähdölle suunnitellut muutokset ja toimenpi-teet.

Eri johtolähtöjen kuormituksen mallinnukseen sovellettiin keskeytyskustannuslas-kentaa tilanteessa, jossa tietyn solmupisteen jälkeen tapahtuu vika. Simulaatiossa sol-mupisteen jälkeinen vikaantunut verkko erotetaan muusta verkosta kuvitteellisen verk-kokatkaisijan avulla, ja vikatilanteen kestoajaksi valitaan kaksi tuntia. Erottimien kyt-kentäaikoja ja varasyöttöyhteyksien käyttöönottoaikoja ei oteta huomioon.

Simulaatiossa selvitetään tietylle verkon osalle kahden tunnin odottamattoman kes-keityksen aikana toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskimääräiset keskeytys-kustannukset (2h TJE KK). Laskennassa on sovellettu KAH-laskennan periaatteita sa-moin kun kappaleessa 4.3. Solmupisteet on valittu nykyisten muuntamoiden ja/tai haa-rojen yhteyteen numeroinnin ollessa sähköasemalta poispäin. Niiden valintaan vaikutti

myös simulaatioympäristössä tehdyt herkkyystarkastelut eri kokeilukytkennöiden avulla.

Simulaatiossa selvitetään myös suojausvyöhykkeiden pituudet, eli kuinka kaukana tietty solmupiste on sähköasemalta nähden. Etäisyys kuvaa solmupisteiden etäisyyttä sähköasemalta runkojohtoa pitkin. Solmupisteistä esitetään taulukko, jonka avulla ne voi paikantaa maastoon ja seurata niillä tapahtuvia muutoksia.

Avojohtoon maakaapeliksi muuttamisen kustannukset lasketaan käyttäen normaalia kaivuulosuhdetta sekä huomioiden kaivamisen kustannukset. [31] Samalla lasketaan myös, mikä on maakaapelioimisen vaikutus laskennalliseen KAH-kustannukseen. PAS-johtoa ei muutettu maakaapeliksi laskelmissa, koska taulukon 2.5 mukaan sen vikataajuus voi olla jopa pienempi kuin maakaapelilla. Laskennallisen KAH-kustannuksen laskenta toteutetaan samoin, kuten luvussa 4.2 on esitetty eli keskeytyspituutena on kaksi tuntia. On tärkeää huomata, että 2h TJE KK ja laskennallinen KAH-kustannus ovat eri asiat merkityksiltään. Toisen avulla kuvataan kustannuksia keskeytyksen sattuessa, ja laskennallisen KAH-kustannuksen odotusarvon avulla vian todennäköisyyden kautta KAH-kustannuksia.

Verkkokatkaisijan sekä maakaapelin investointikustannusten laskentaan hyödynnettiin EMV:n määrittämiä sähköjakeluverkon komponenttien yksikköhintoja vuodelta 2013. Verkkokatkaisijan investointi pylvääseen asennettuna maksaa sen mukaan 17 k€ huomioimatta mahdollisten vanhojen rakenteiden purkamisesta aiheutuvia kustannuksia. 185 mm² läpimitaltaan oleva 20 kV:n maakaapeli maahan asennettuna maksaa 37,5 k€/km ja sen kaivaminen kaivuulosuhteeltaan normaaliin maastoon 22 k€/km. [31]

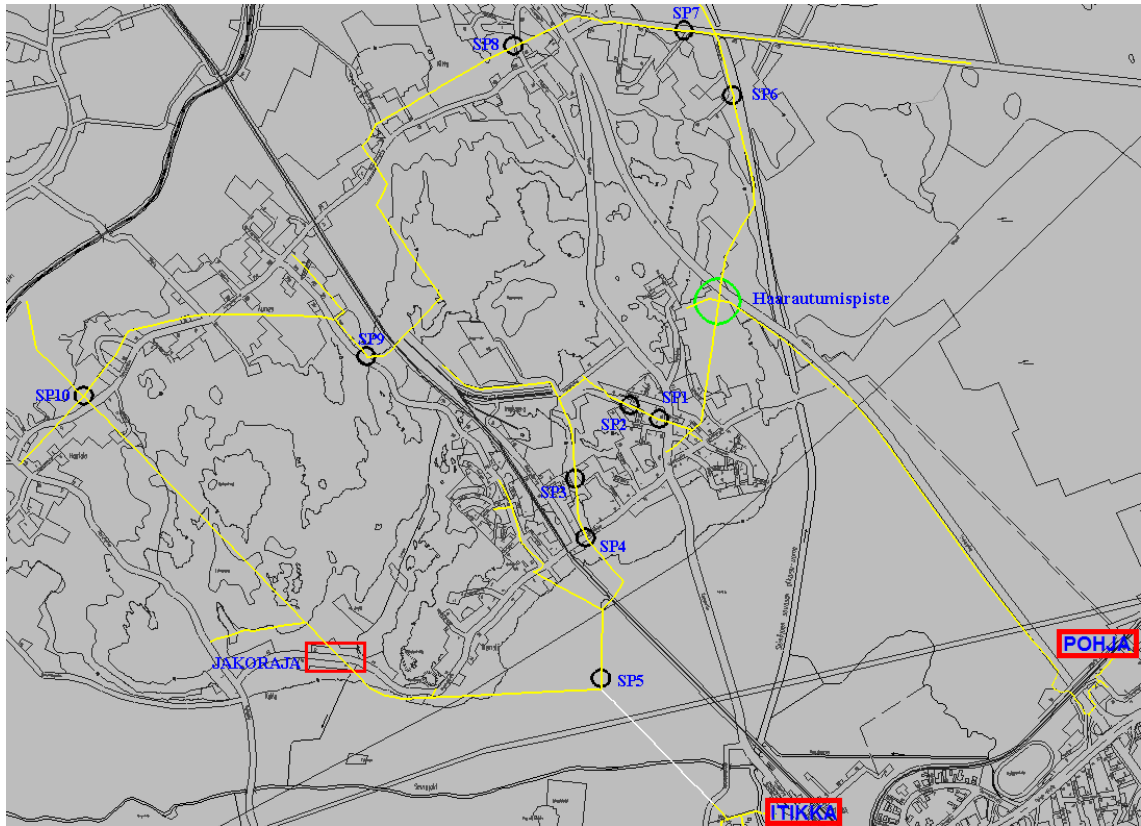
5.1.1 Itikka J12

Itikan sähköaseman johtolähtö J12 tutkittiin muihin johtolähtöihin nähden poikkeavalla tavalla. Alueen sähkönsyöttö vaihdettiin Pohjan sähköaseman lähtöön J09, rakentamalla simulaatioympäristössä VTJ:ssä budjetoitu maakaapeliyhteys itäisen ohitustien varteen. Sen avulla alueen sähkönsyöttö saadaan muutettua rengasverkoksi. Pohjan johtolähdölle tehtiin ensin johtolähtöanalyysi uudelleen. Sen tulokset ovat esitetty liitteessä 4. Sen vuoksi tässä kappaleessa kutsutaan Itikka J12 johtolähtöä Pohja J09 nimellä.

Tällä erilaisella verkon rakenteella nykyiset suojausvyöhykkeet ja jakorajat menevät täysin tai osittain uusiksi. Simulaation avulla oli tarkoituskin tutkia, miten Auneksen alueen sähköjakelu ja suojausvyöhykkeet kannattaa toteuttaa, kun maakaapeliyhteys on saatu rakennettua.

Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

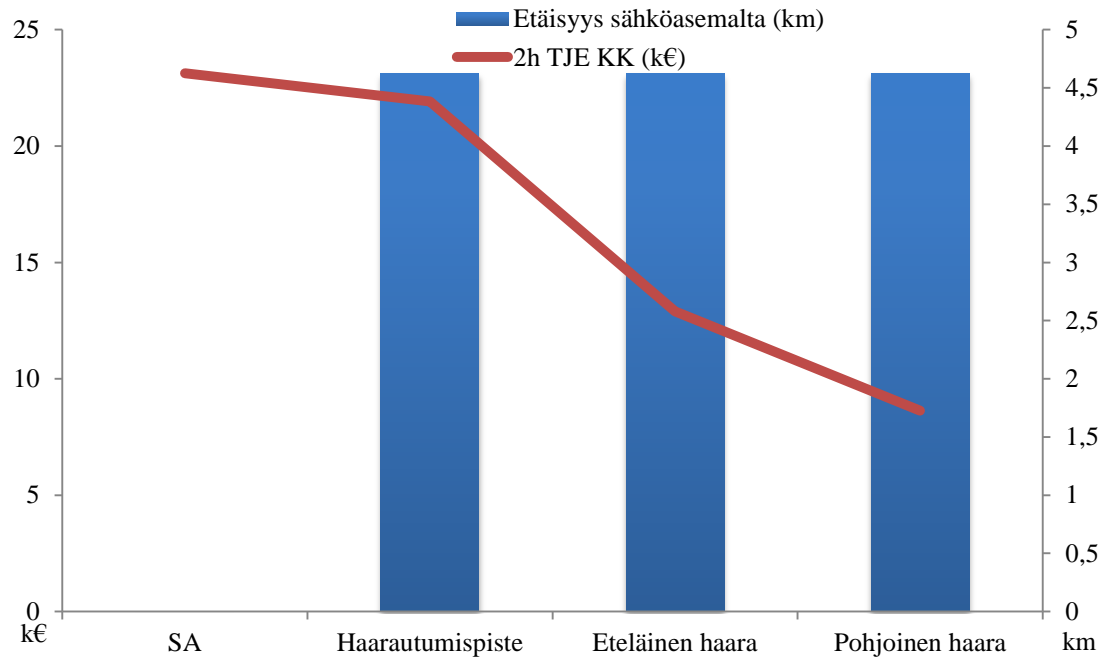
Johtolähtö on lähes kokonaan avojohtoa tai PAS-johtoa pois lukien uusi maakaapeliyhteys Pohjan sähköasemalle. Kun uusi yhteys yhdistyy vanhaan avojohtoverkkoon, avojohto haarautuu kahteen suuntaan pohjoiseen ja etelään. Jakoraja kannattaa tehdä kauko-ohjattavalle erottimelle E1, koska suuri osa kuormituksesta on eteläisellä haaralla. Myös silloin sen suojausvyöhykkeen pituus on pienempi kuin pohjoisella haaralla. Simulaatioissa jakorajana pidettiin kauko-ohjattavaa erotinta E1 edellä mainituista syistä. Kuvassa 5.1 on esitetty johtolähtö solmupisteineen.



Kuva 5.1: Pohja J09 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

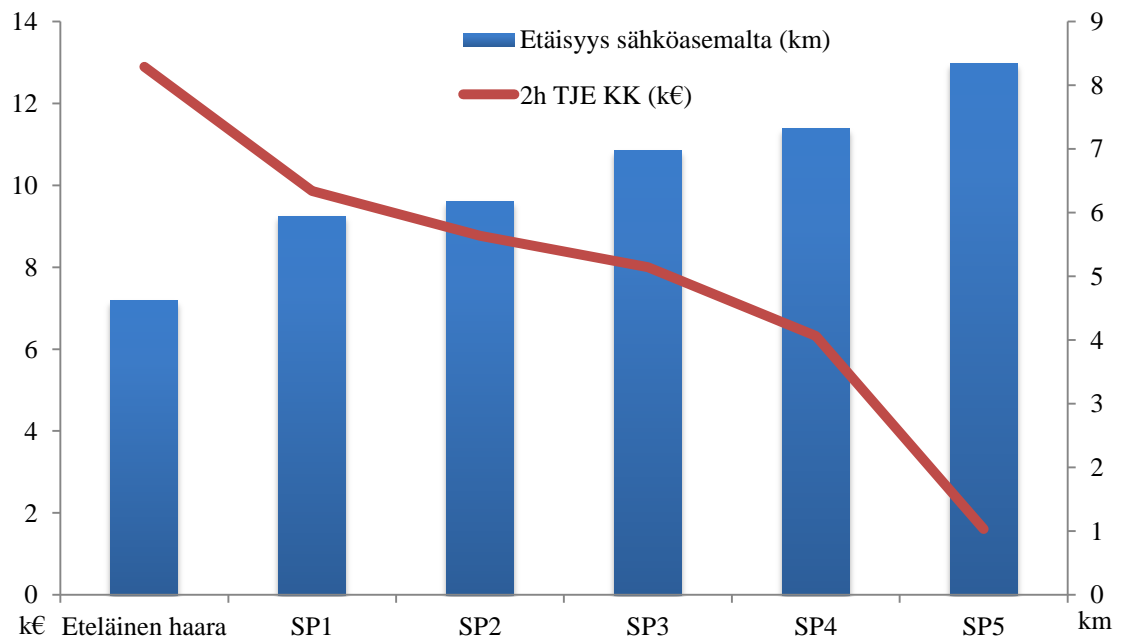
Sähköasemat Itikka ja Pohja on merkitty punaisella laatikolla ja sinisellä tekstillä. Mustat ympyrät kuvaavat solmupisteitä. Myös haarautumispiste ja jakoraja on merkitty erikseen.

Kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskeytyskustannukset solmupisteittäin johtolähdölle sen haarautumiseen asti on esitetty kuvassa 5.2. SA-sarake kuvaa koko johtolähtöä koskevaa keskeytystä. Muut sarakkeet kuvaavat keskeytyskustannuksia, jotka syntyvät johtolähdön tutkittavan solmupisteen jälkeisellä osalla.



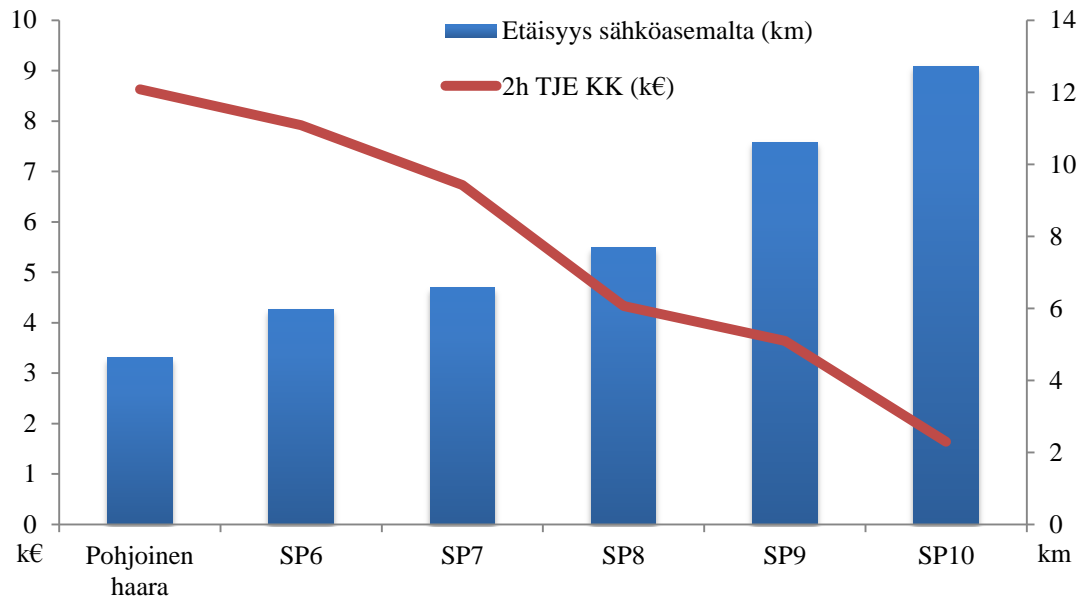
Kuva 5.2: Kuormituksen jakautuminen Pohja J09 johtolähdöllä ennen haarautumispistettä

Haarautumispistettä ennen on vain kaksi vähän kuormitettua muuntamoja ja haarautumispisteen jälkeen keskeytyskustannukset laskevat merkittävästi. Sen perusteella kumpaankin suuntaan kannattaa luoda uudet suojausvyöhykkeet. Eteläisen haaran simulatiotulokset jakorajana toimivalle kauko-ohjattavalle erottimelle E1 asti on esitetty kuvassa 5.3.



Kuva 5.3: Kuormituksen jakautuminen Pohja J09 johtolähdön etelään suuntautuneella haaralla

Kuvasta nähdään, että kuormitus vähenee kohti jakorajaa tasaisesti. Kuvaajan perusteella verkkokatkaisijalle on mahdollinen paikka ainoastaan solmupisteen 4 jälkeen, mutta sen ja solmupisteen 5 välillä on pellolla kulkevaa avojohtoa. Sen perusteella verkkokatkaisijaa ei kannata lisätä eteläiselle haaralle. Vastaavasti pohjoisen haaran simulaatiotulokset ovat esitetty kuvassa 5.4.



Kuva 5.4: Kuormituksen jakautuminen johtolähdön Pohja J09 pohjoiseen suuntautuneella haaralla

Myös pohjoisen haaran kuormitus vähenee tasaisesti kohti jakorajaa. Kuvassa ei näy selviä kustannuseroja solmupisteiden välillä, minkä vuoksi verkkokatkaisijaa kannattaisi harkita toimitusvarmuuden parantamiseksi. Tarkemmat tiedot kaikista solmupisteistä on esitetty taulukossa 5.1.

Taulukko 5.1. Pohja J09 johtolähdön simulaation solmupisteet

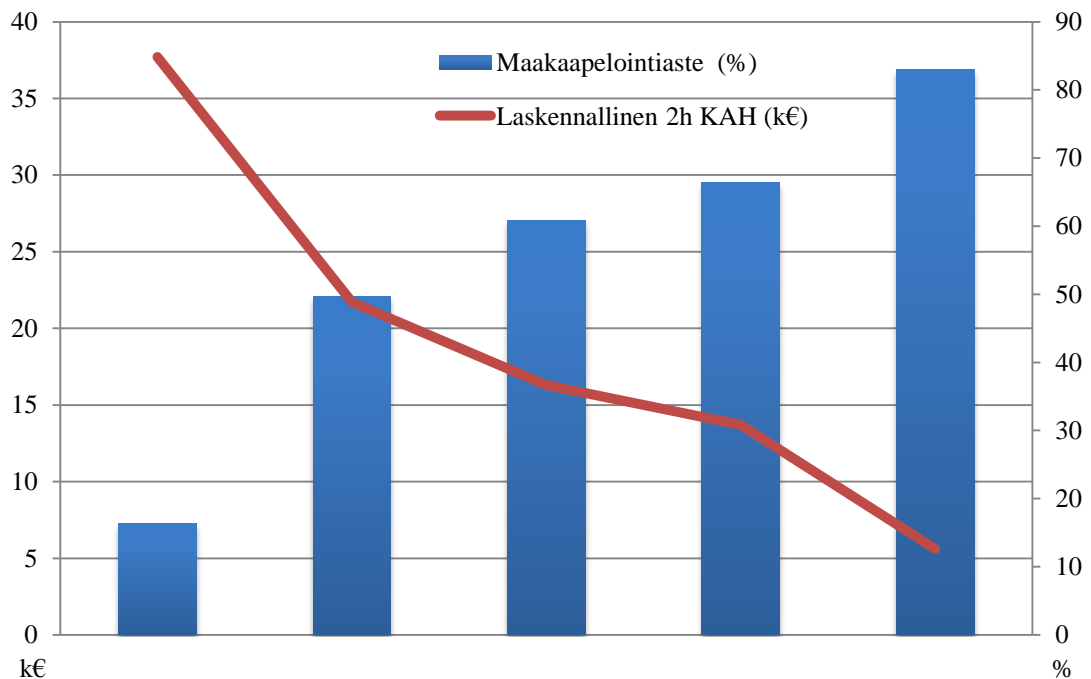
SP	Sijainti	Asiakkaat	Vuosienergia	Etäisyys SA:lta	2h TJE KK
		(kpl)	(MWh)	(m)	(k€)
SA		521	7659	0	23,1
Haarautumispiste		500	7257	785	21,9
Eteläinen haara		292	4267	4620	12,9
SP1	M38 jälkeen	202	3264	5946	9,9
SP2	M363 jälkeen	179	2902	6170	8,8
SP3	M367 jälkeen	172	2649	6977	8,0
SP4	M137 jälkeen	130	2091	7323	6,3
SP5	M349 jälkeen	34	534	8346	1,6
Pohjoinen haara		197	2857	4620	8,6
SP6	M306 jälkeen	189	2622	5974	7,9
SP7	M32 jälkeen	166	2229	6573	6,7
SP8	M33 jälkeen	106	1433	7693	4,3
SP9	M123 jälkeen	86	1206	10618	3,6
SP10	Hautalantie 55	36	544	12725	1,6

Simulaatiotulosten perusteella haarautumispisteeseen pohjoiseen ja etelään kannattaa lisätä verkkokatkaisijat kumpaankin suuntaan. Sijoittamalla verkkokatkaisijat kuvassa 5.1 näkyvään vihreällä ympyröityyn haarautumispisteeseen, saadaan eteläistä haaraa suojattua pohjoiseen haaran vaikuttavista mahdollisista vioista ja vastaavasti pohjoista osaa suojattua eteläiseen haaraan vaikuttavista vioista.

Vanhan Itikka J12 johtolähdön alkuun M286 jälkeen kannattaa tehdä jakoraja uudella erottimella. Erottimen luo on helppo päästä, ja tarvittaessa kytkeä varayhteys Auneeseen käyttöön.

Maakaapelointi

Pohjan J09 johtolähtö on pitkä ja siksi sillä on suuri laskennallinen KAH-kustannus (37,7 k€). Lähtö syöttää Auneksen haja-asutusalueen, jonka vuosienergia on vain 3 prosenttia jakelualueen sähkönsiirrosta ja asiakasmäärä vain noin 500. Osa avojohtoverkosta kulkee metsäisessä maastossa. Jos avojohtoverkkoa muutetaan maakaapeliverkoksi, ovat sen vaikutukset laskennallisiin KAH-kustannuksiin kuvan 5.5 mukaiset.



Kuva 5.5: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Pohja J09 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

Nostamalla maakaapelointiaste noin 61 prosenttiin, saadaan laskennalliset KAH-kustannukset puolitettua, joka voidaan huomata kuvasta 5.5 sekä taulukosta 5.2.

Taulukko 5.2. Maakaapeloinnin vaikutukset ja kustannukset Pohja J09:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
16,3	19,8	4,8	5,0	37,7	0,0
49,6	9,9	14,7	5,0	21,7	596,2
60,8	6,6	18,0	5,0	16,3	794,9
66,3	4,9	19,6	5,0	13,7	894,2
83,0	0,0	24,6	5,0	5,6	1192,3

Koska johtolähdöstä on avojohtoa noin 20 km, on sen korvaaminen maakaapelilla hyvin kallis investointi. Avojohtoon korvaaminen maakaapelilla ei ole järkevää kustannusten eikä alueen pienen kuormituksen vuoksi. Alueelle tulevaisuudessa on odotettavissa pientä kulutuksen kasvua, mutta ei niin paljoa, että senkään puolesta avojohtoverkon muuttaminen kaapeliksi olisi kannattavaa.

Varayhteydet ja saneeraus

Ikätietojen mukaan Auneksen 20 kV:n jakeluverkko on rakennettu 1970, 1980- ja 1990-luvulla. Johtolähdöllä on kunnossapitojärjestelmän mukaan huomautettavaa 20 kV:n jakeluverkon komponenttien kunnossa. Toimitusvarmuuden kannalta kohteet joiden erottimissa, koskettimissa, eristimissä tai muuntajissa on huomautettavaa, on syytä korjata kuntoon. Tulevaisuudessa huomautuksia sisältävät kohteet voivat vikaantua heikentäen toimitusvarmuutta.

Suunniteltu maakaapeliyhteys Pohjan sähköasemalta Auneeseen on järkevä ratkaisu toimitusvarmuuden parantamiseksi kriittisille asiakkaille. Nykyinen avojohtoyhteys M286 jälkeen kannattaa säästää varayhteytenä Auneeseen. Koska Itikka J12 johtolähdön alussa on toimitusvarmuuden kannalta kriittisiä kuluttajia, kuten jätevedenpuhdistamo, kannattaa jakoraja luoda muuntamon M286 jälkeen uudella erottimella. On tärkeää varmistaa tärkeille asiakkaille sähkönjakelu, vaikka muussa osassa lähtöä olisi vika.

Maakaapeliyhteyden rakennustapana voi olla sen auraaminen Seinäjoen ohitustien varteen, jos tieliikennelaki muuttuu helpottaen kaapeleiden auraamista tiealueelle. Haasteeksi tulee vesistön ylitys, käytännössä sitä ennen täytyy uusi yhteys muuttaa avojohdoksi ja rakentaa avojohtona yhteys muuntamon M295 kohdalle. Uusi yhteys tulisi kokonaisuudessaan olemaan noin 3,2 km pitkä.

Yhteenveto

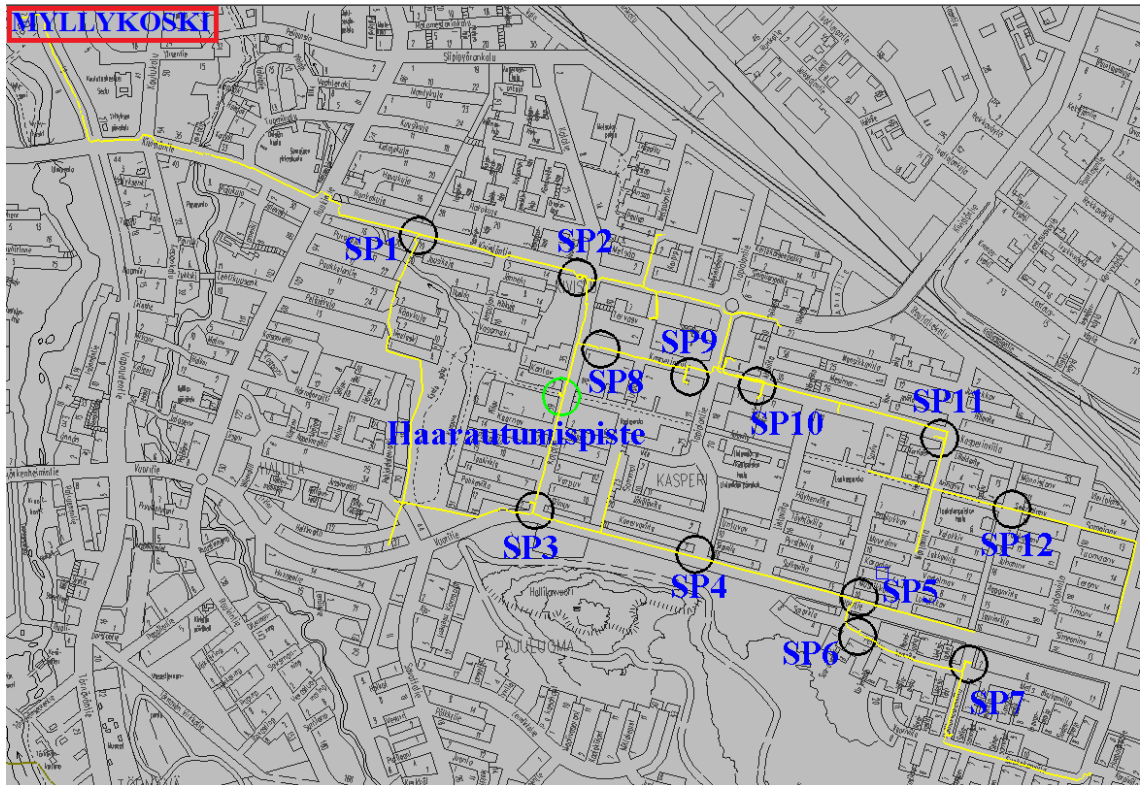
Auneksen haja-asutusalueen sähköverkon laajamittainen muuttaminen avojohdosta kaapeliksi ei ole kannattavaa. Alueen sähkön syötön muuttaminen Pohjan sähköasemalle on ratkaiseva ja paras vaihtoehto rengasverkon toteuttamisessa. Kriittisten asiakkaiden toimitusvarmuus paranee jättämällä ne Itikka J12 johtolähdölle ja syöttämällä muu osa johtolähdöstä Pohja J09 johtolähdön avulla. Verkkokatkaisijat kannattaa asentaa uuden haarautumispisteen yhteyteen kumpaankin suuntaan, jolloin uusien suojausvyöhykkeiden avulla toimitusvarmuus paranee haaroilla. Kunnossapitotarkastuksissa ilmenneet komponentit, joiden toimivuudella on vaikutusta toimitusvarmuuteen, on korjattava kuntoon.

5.1.2 Myllykoski J11

Myllykoski J11 johtolähtö syöttää Kasperin asuinalueutta sekä Hallilanvuoren uutta asuinalueutta sekä osan Hallilan alueesta. Johtolähtöä on rakennettu kaupungin laajentumisen mukaan 1980-luvulta alkaen.

Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

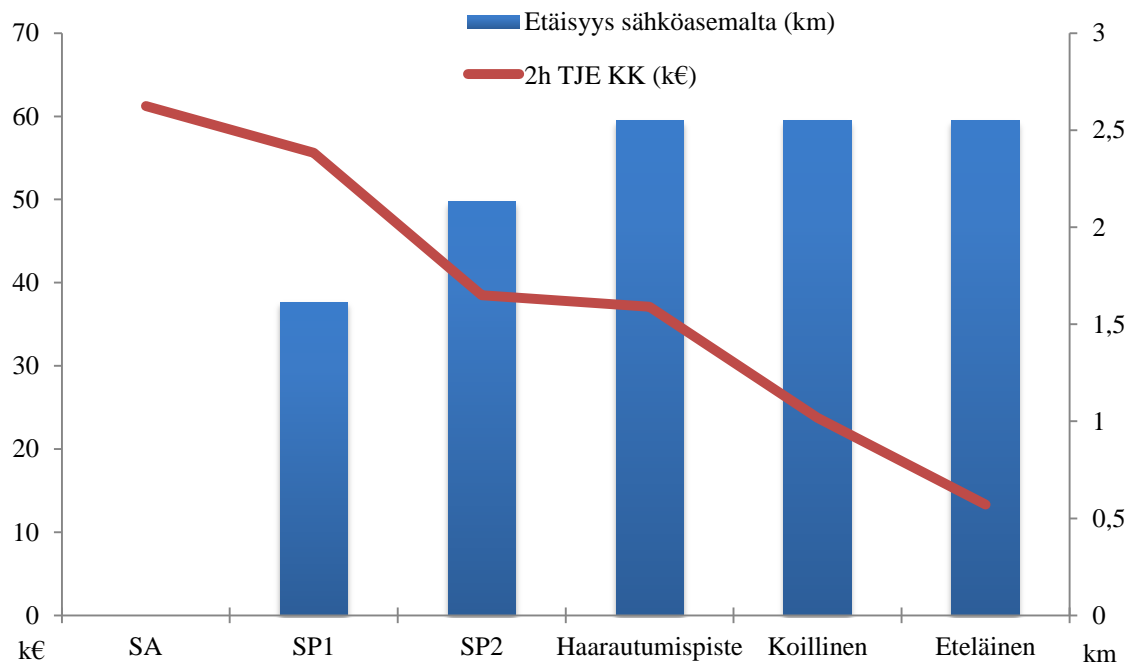
Lähdöllä J11 on useita eri johtotyyppisiä. Siitä suuri osa on kaapelia, mutta avo- sekä PAS-johtoa sijaitsee vikaherkässä maastossa. Johtolähdöllä on useampi haarautumispiste, josta kuormituksen jakautumisen kannalta tärkeimpänä tarkastelupisteenä on pidetty muuntamo M119. Se on ympyröity kuvaan 5.6 vihreällä.



Kuva 5.6: Myllykoski J11 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

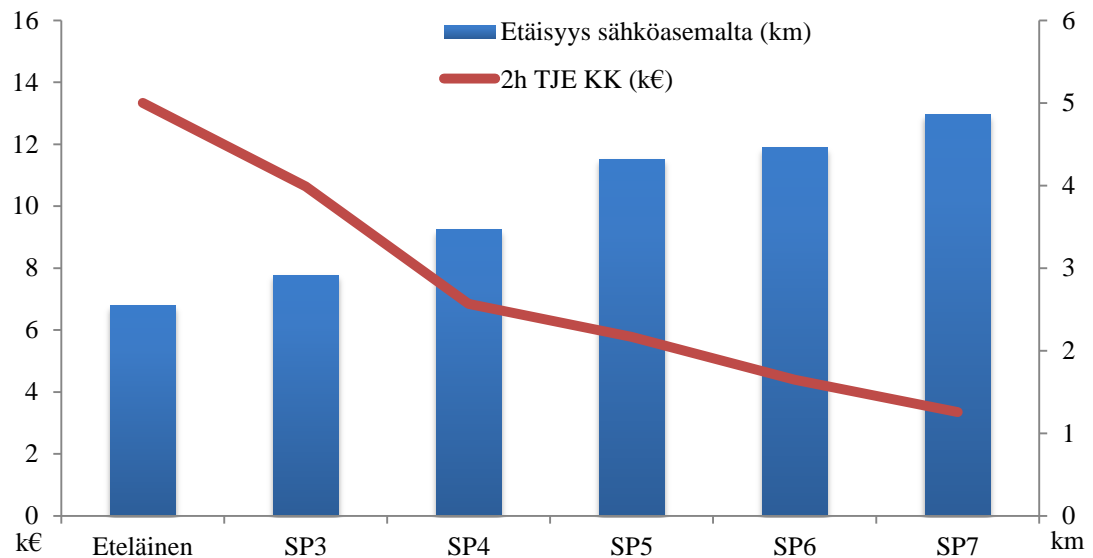
Muuntamolla M119 johtolähtö haarautuu kahteen osaan, koilliseen ja etelään. Kumpikin näistä haaroista päättyy lopulta kohti J11 lähdön loppua itään.

Kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskeytyskustannukset solmupisteittäin johtolähdön alkuosalle haarautumispisteeseen saakka muuntamolle M119 asti on esitetty kuvassa 5.7.



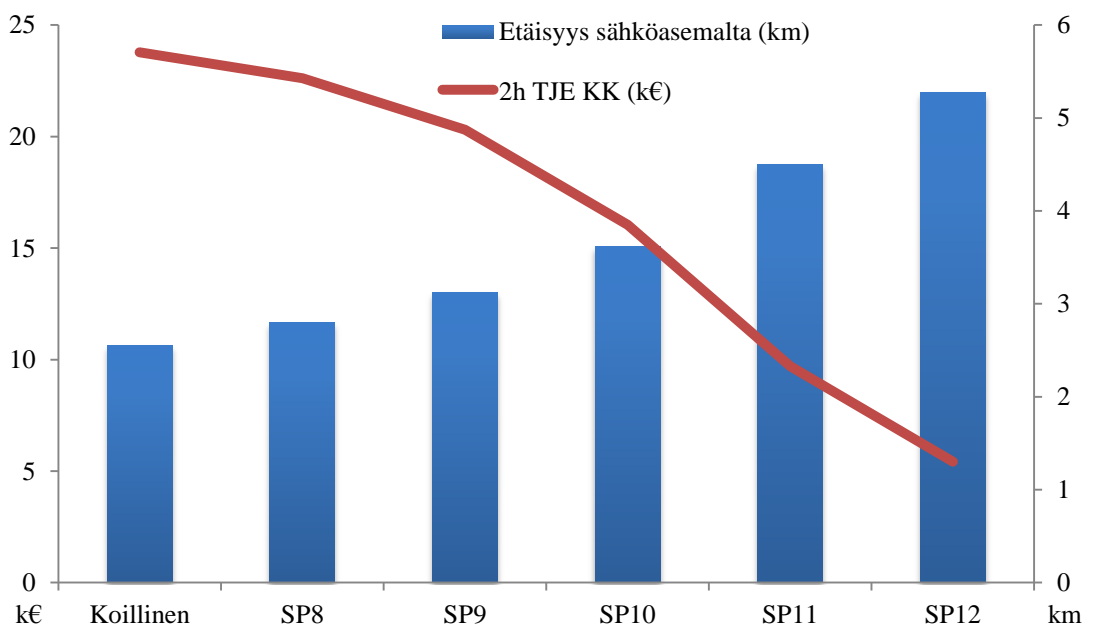
Kuva 5.7: Kuormituksen jakautuminen Myllykoski J11 johtolähdön alkuosalla

Alkuosaa koskeva vika aiheuttaa korkeat kustannukset, koska suuri osa kuormituksesta on päähaaroilla etelään ja koilliseen. Haarautumispiste muuntamolla M119 on 2,5 km:n päässä Myllykosken sähköasemasta. Haarautumispisteen jälkeen kustannukset laskevat selvästi. Tulosten perusteella siihen kannattaa lisätä kaksi uutta suojausvyöhykettä. Etelään suuntautuneen haaran simulaatiotulokset on esitetty kuvassa 5.8.



Kuva 5.8: Kuormituksen jakautuminen Myllykoski J11 johtolähdön etelään suuntautuneella haaralla

Etelään suuntautuneella haaralla kuormitus vähenee tasaisesti kohti haaran loppua. Solmupisteiden 3 ja 5 välillä on ainoastaan avojohtoa, joka kulkee tien ja puiden välissä. Solmupisteen 7 jälkeen on vielä kaksi puistomuuntamoa, jotka ovat maakaapeliverkossa. Niistä on myös varayhteys Soukkajoki J07 johtolähtöön. Koilliseen suuntautuneen haaran simulaatiotulokset on esitetty kuvassa 5.9.



Kuva 5.9: Kuormituksen jakautuminen Myllykoski J11 johtolähdön koilliseen suuntautuneella haaralla

Kuormitus vähenee tasaisesti koilliseen suuntautuneella haaralla, tosin haaran päässä on vielä suurempi kuormitus kuin eteläisellä haaralla. Solmupisteiden 11 ja 12 jälkeen on vain avojohtoverkkoa ja pylväsmuuntamoita ilman 20 kV:n varayhteyksiä. Kaikkien johtolähdön J11 solmupisteiden tarkemmat tiedot ovat taulukossa 5.3.

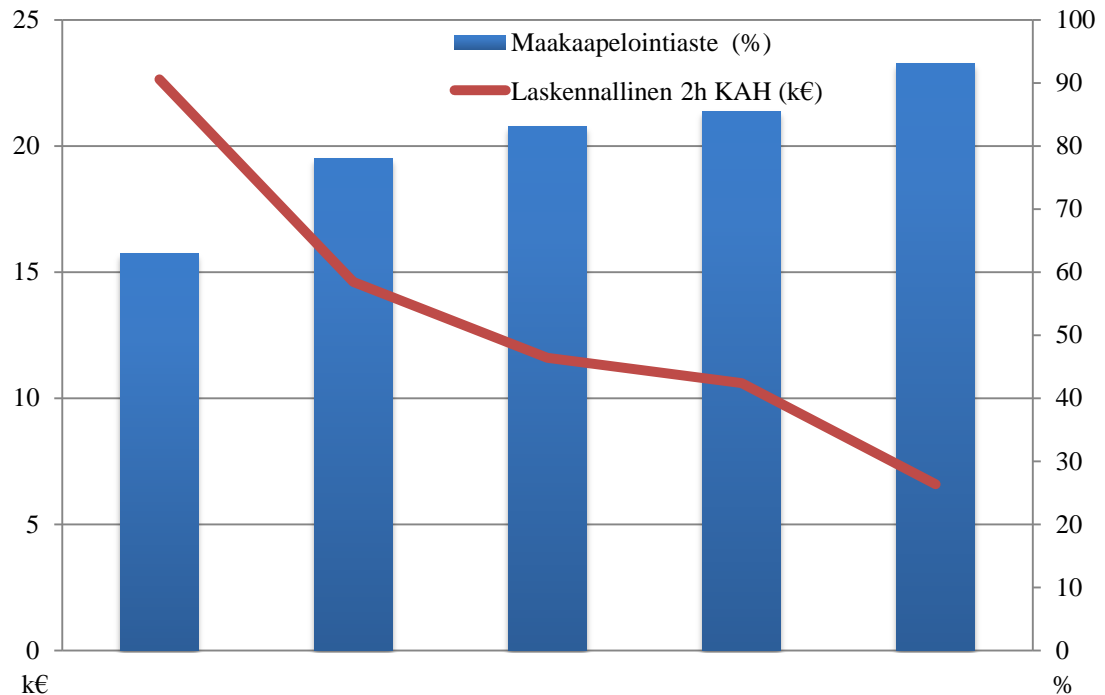
Taulukko 5.3. Myllykoski J11 johtolähdön simulaation solmupisteet

SP	Sijainti	Asiakkaat	Vuosienergia	Etäisyys SA:lta	2h TJE KK
		(kpl)	(MWh)	(m)	(k€)
SA		2664	20272	0	61,2
SP1	M167 jälkeen	2495	18411	1614	55,6
SP2	M168 jälkeen	1833	12745	2131	38,5
Haarautumispiste	M119 jälkeen	1750	12285	2550	37,1
Eteläinen	M119 → M102	651	4415	2550	13,3
SP3	M102 jälkeen	533	3524	2916	10,6
SP4	M114 jälkeen	411	2269	3463	6,9
SP5	M136 jälkeen (E6)	367	1914	4320	5,8
SP6	M360 jälkeen	287	1458	4460	4,4
SP7	M361 jälkeen	202	1110	4859	3,4
Koillinen	M119 → M132	1099	7870	2550	23,8
SP8	M132 jälkeen	968	7490	2802	22,6
SP9	M109 jälkeen	823	6703	3119	20,3
SP10	M246&M73 jälkeen	761	5309	3615	16,0
SP11	M60 jälkeen	425	3212	4501	9,7
SP12	ennen M161	147	1797	5275	5,4

Edellä esitettyjen kuvaajien ja tietojen perusteella verkkokatkaisijoiden lisääminen kannattaisi toteuttaa muuntamon M119 yhteyteen. Ongelmana on se, että M119 on SF6-muuntamo ja sen kojeiston muuttaminen maksaisi paljon saavutettuihin kustannushyötyihin nähden. Solmupisteen 3 yhteydessä on muuntamo M102, jolle voidaan asentaa verkkokatkaisija helpommin ja matalammin kustannuksin. Sen avulla saadaan luotua uusi suojausvyöhyke suojaamaan tärkeää koillista osaa johtolähdöstä keskeytyksiltä. Muiden solmupisteiden välillä ei ole samaa luokkaa olevia suuria eroja kustannuksissa.

Maakaapelointi

Johtolähdön maakaapelointiaste on yli 50 prosenttia. Sen laskennalliset KAH-kustannukset ovat 22,6 k€. Jos avojohtoverkkoa muutetaan maakaapeliverkoksi, ovat sen vaikutukset laskennallisiin KAH-kustannuksiin kuvan 5.10 mukaiset.



Kuva 5.10: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Myllykoski J11 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

Nostamalla maakaapelointiaste 83 prosenttiin, saadaan laskennalliset KAH-kustannukset puolitettua, joka voidaan huomata kuvasta 5.10 sekä taulukosta 5.4.

Taulukko 5.4. Maakaapeloimisen vaikutukset ja kustannukset Myllykoski J11:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
62,9	3,7	7,8	0,9	22,6	0,0
78,0	1,9	9,7	0,9	14,6	112,8
83,0	1,2	10,3	0,9	11,6	150,4
85,5	0,9	10,6	0,9	10,6	169,2
93,1	0,0	11,5	0,9	6,6	225,6

Maakaapelia kannattaa käyttää saneerauksen yhteydessä, kuten myöhemmin on esitetty. Silloin päästään lähemmäs 83 prosentin maakaapelointiastetta. Samalla laskennalliset KAH-kustannukset pienenevät.

Varayhteydet ja saneeraus

Lähtö syöttää laajan Kasperin sekä sen viereen rakennetun Hallilanvuoren asuinalueet. Osa Kasperin 20 kV:n verkosta on ikätietojen mukaan 1970 ja 1980- lukujen vaihteessa rakennettu, etenkin ilman varayhteyttä oleva avojohtoverkko pylväsmuuntamoihin.

Toimitusvarmuuden kannalta kunnossapitoa vaatii erotin E95 ja muuntamon M103 ylijännitesuojat. Muutaman pylväsmuuntamon muuntajat ovat korkeassa huippukuormitusasteessa. M336 ja M142 ovat huippukuormitusasteessa yli 100 prosenttiosassa kuormituksessa. Ne sijaitsevat avojohtolinjan päässä, eikä niihin ole 20 kV:n varayhteyksiä.

Kasperin avojohtoverkkoa kannattaa saneerata 20 kV:n varayhteyksien luomista ajatellen. Niiden avulla saadaan rengasverkko rakennettua. Avojohto-osuus M149, M131,

M130, M161, M336 ja M142 muuntamoiden välillä kulkee maastossa siten, että ympäristö ei siihen pääse juurikaan vaikuttamaan. Silti niihin liittyvän saneerauksen yhteydessä on kannattavampi käyttää kaapelia, pienemmän vikataajuuden ja avojohtoverkon iän vuoksi. Mainittujen pylväsmuuntamoiden kuormituksia kannattaa siirtää uusiin puistomuuntamoihin.

Saneerauksen yhteydessä Hallilanvuoren M361 muuntamolle kannattaa tehdä varayhteys, jolloin saadaan hyödynnettyä rengasverkkoa poikkeustilanteissa.

Yhteenveto

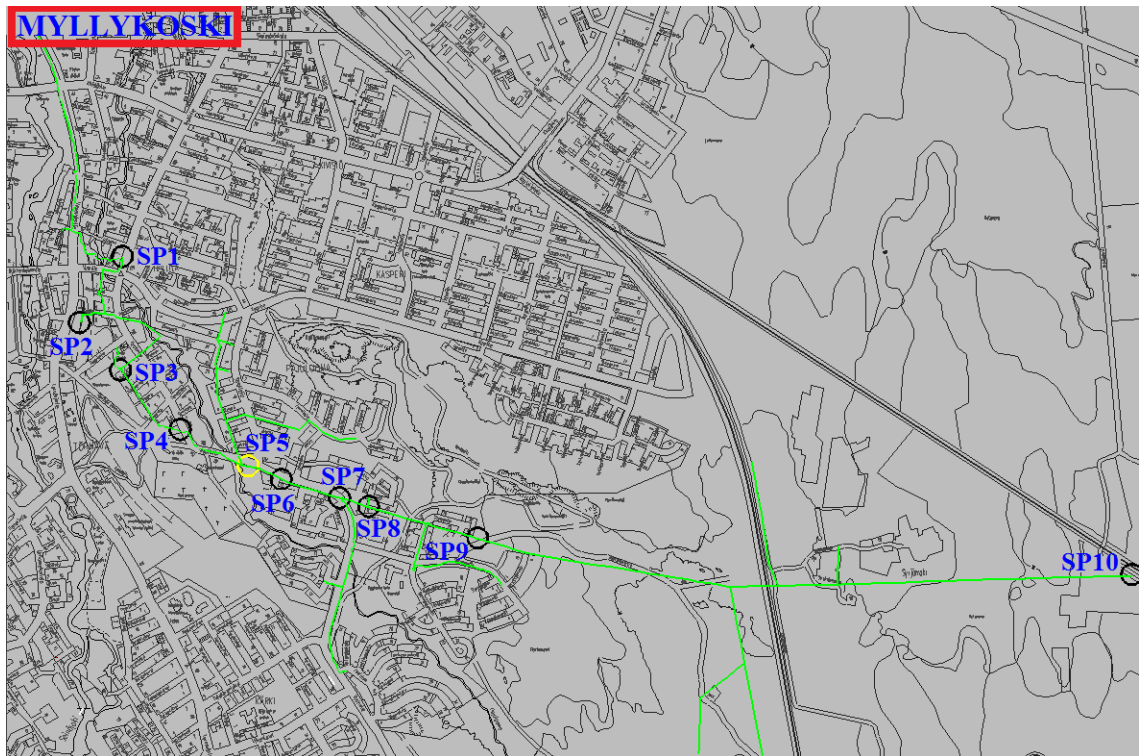
Kasperin ja Hallilanvuoren asuinalueet syöttävän johtolähdön tärkein muutos on saneerata Kasperista avojohtoverkkoa pylväsmuuntamoinen sekä rakentaa varayhteys saneeratulta alueelta. Kunnossapitotarkastuksissa ilmenneet komponentit E95 ja M103, joiden toimivuudella on vaikutusta toimitusvarmuuteen, on korjattava kuntoon. Verkkokatkaisijoiden paras sijainti laskentatulosten perusteella on SF6-muuntamo M119, mutta sen kojeiston muuttaminen on kallis ja hankala ratkaisu. Sen jälkeen johtolähdöllä olevalle muuntamolle M102 voidaan lisätä verkkokatkaisija suojaamaan muita osia johtolähdöstä keskeytyksiltä.

5.1.3 Myllykoski J13

Myllykosken J13 johtolähtö syöttää peräti kolmea asuinalueita, Pappilaa, Pajuluomaa ja Kärkeä. Runkojohdon pituus on kuitenkin 9 km. Johtolähdöllä on varayhteyksiä Myllykoski J09 ja Soukkajoki J08 johtolähtiin.

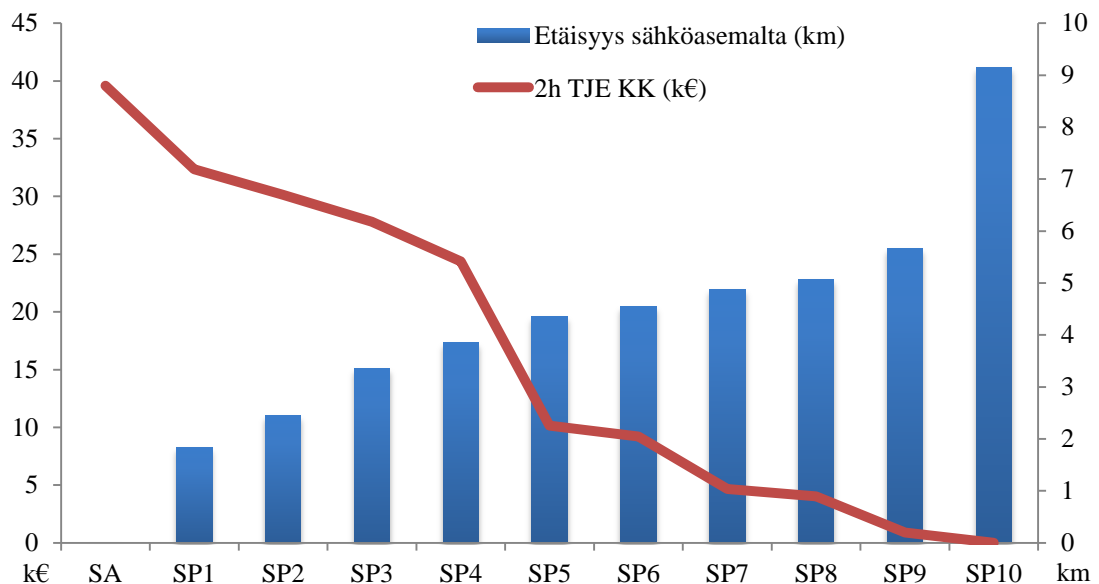
Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

J13 johtolähtö on säteittäinen ja yksinkertainen, johtolähtö ei haaraudu kuin kolme kertaa ja niistä kahteen haaraan on varayhteydet olemassa. Kuvassa 5.11 on esitetty johtolähtö solmupisteineen.



Kuva 5.11: Myllykoski J13 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

Kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskeytyskustannukset solmupisteittäin on esitetty kuvassa 5.12. SA-sarake kuvaa koko johtolähtöä koskevaa tilannetta.



Kuva 5.12: Kuormituksen jakautuminen Myllykoski J13 johtolähdöllä

Solmupistettä 4 ennen on neljä viidesosaa runkoverkosta maakaapelia. Solmupisteen 4 jälkeen kuvaajassa näkyy suuri pudotus kustannuksissa. Sen jälkeen avojohdon osuus johtopituudesta kasvaa enemmän kuin maakaapelin. Solmupiste 4 olisi siksi laskennallisesti oikea paikka uudelle suojausvyöhykkeelle.

Solmupisteen 4 ja 5 välillä on kuitenkin noin 400 asiakkaan ero, ja todennäköisemmin mahdollinen vika tapahtuu kuvassa 5.11 keltaisella ympyröidyn solmupisteen 5 jälkeen. Siitä syystä uusi suojausvyöhyke kannattaa toteuttaa solmupisteen 5 jälkeen. Myös solmupisteen 8 jälkeen kuvaajan perusteella olisi kustannusten muutoksen vuoksi järkevää harkita uutta suojausvyöhykettä, etenkin kun solmupisteen 9 jälkeen on vain pitkä osuus vaikeassa maastossa olevaa avojohdot ilman kuormitusta. Tarkemmat tiedot solmupisteistä on esitetty taulukossa 5.5.

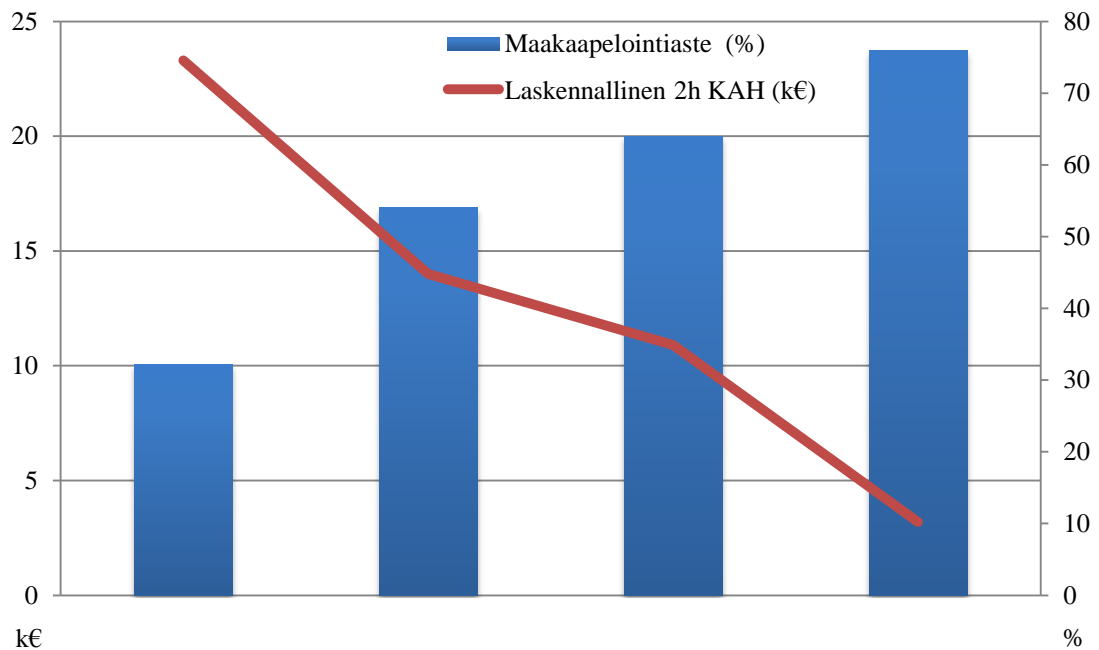
Taulukko 5.5. Myllykoski J13 johtolähdön simulaation solmupisteet

SP	Sijainti	Asiakkaat	Vuosienergia	Etäisyys SA:lta	2h TJE KK
		(kpl)	(MWh)	(m)	(k€)
SA		2112	13109	0	39,6
SP1	M75 jälkeen	1588	10711	1832	32,4
SP2	M328 jälkeen	1356	9976	2440	30,1
SP3	M209 jälkeen	1189	9207	3357	27,8
SP4	M229 jälkeen	1092	8072	3851	24,4
SP5	E99 jälkeen	658	3356	4351	10,1
SP6	M320 jälkeen	590	3046	4543	9,2
SP7	E147 jälkeen	300	1538	4865	4,7
SP8	M322 jälkeen	273	1327	5062	4,0
SP9	M366 jälkeen	14	299	5663	0,9
SP10	M87 ennen	0	0	9145	0

Taulukon mukaan uuden suojausvyöhykkeen sisällä solmupisteen 5 jälkeen olisi noin kaksi kolmasosaa asiakkaista. Solmupisteen 5 jälkeen on erotin E99, joka kannattaa muuttaa verkkokatkaisijaksi. Solmupisteen 8 jälkeen sijaitsee kauko-ohjattava erotin E121. Sen jälkeen on vain vähän kulutusta, asiakkaita ja avojohto-osuus, joka kulkee metsäisessä vikaherkässä maastossa. Verkkokatkaisijaa kannattaa harkita myös siihen, jolloin lähdölle tulee lisää suojausvyöhykkeitä.

Maakaapelointi

Johtolähdöllä Myllykoski J13 toimitusvarmuuden parantamiseksi maakaapelointiasteen nostaminen on yksi vaihtoehto, koska johtolähdön vikataajuus pienenee pudottaen laskennallisia KAH-kustannuksia. Laskennalliset KAH-kustannukset johtolähdölle ovat 23,3 k€. Nykyisin johtolähdöstä noin 32 prosenttia on maakaapelia, joka on esitetty liitteissä 2 ja 3. Lähdön avojohdon korvaaminen maakaapelilla ja sen vaikutukset laskennallisiin KAH-kustannuksiin on esitelty kuvassa 5.13.



Kuva 5.13: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Myllykoski J13 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

Tarkemmat laskelmat johtolähdön muuttamisesta kaapeliksi ovat taulukossa 5.6. Avojohtoon korvaaminen maakaapelilla maksaa satoja tuhansia, kun käytetään normaalin kaivuolosuhteen kustannusta. [31]

Taulukko 5.6. Maakaapeloinnisen vaikutukset ja kustannukset Myllykoski J13:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
32,1	6,7	4,9	3,7	23,3	0
54,0	3,3	8,2	3,7	14,0	201,1
64,0	1,8	9,7	3,7	10,9	292,4
76,0	0,0	11,5	3,7	3,2	402,2

Maakaapelointiasteen muuttaminen 32 prosentin tasosta 64 prosentin tasolle maksaisi lähes 300 k€, jolloin laskennalliset KAH-kustannukset pienenisivät noin yli puoleen nykyisistä. Lähdön osuus jakelualueen sähkönsiirrosta on vain 3,6 prosenttia, joten maakaapelointiasteen laajamittainen nostaminen ei ole järkevin ratkaisu.

Varayhteydet ja saneeraus

Johtolähdön avojohtoverkko pylväsmuuntamoineen on noin 20 - 40 vuotta vanhaa, ja sillä on kunnossapitotietojärjestelmän mukaan hieman raivaustarvetta. Myös muutaman pylväsmuuntamon koskettimien ja piiskojen toimintaan sekä muuntajan M81 öljyvuotoon liittyvät havainnot ovat korjattava kuntoon.

Avojohtoverkkoa Pappilan asuinalueelta kannattaa saneerata. Osa siitä on 1970-luvulta. Pylväsmuuntamot M78 ja M104 on mahdollista purkaa ja siirtää niiden kuormitukset M209 puistomuuntamolle. Samalla päästään eroon 90 asteen kulmassa olevasta yksipylväsrakenteesta, jonka kautta avojohto kulkee muuntamoiden M78 ja M104 välillä. Saneerauksessa kannattaa käyttää maakaapelia.

M293 on lähes 90 prosentin kuormitusasteessa huippukuormitustilanteessa, eikä siihen ole varayhteyttä lainkaan. Varayhteyden rakentamisella M293 ja M322 välille saadaan nostettua toimitusvarmuutta poikkeustilanteissa. Sen rakentaminen avojohtona maksaisi alle 10 k€. [31]

Yhteenveto

J13 johtolähdöllä laajamittainen avojohdon maakaapelilla korvaaminen ei ole järkevää, koska se on suhteettoman kallista saatuun hyötyyn nähden. Lähdön osuus jakelualueen sähkönsiirrosta on vain 3,6 prosenttia, joten se huomioon ottaen maakaapelointiasteen nostaminen ei ole järkevin ratkaisu. Toimitusvarmuuden parantamisen ratkaisuna on muuttaa erotin E99 verkkokatkaisijaksi, jolloin uuden suojausvyöhykkeen sisällä on noin kaksi kolmasosaa asiakkaista. Myös erottimen E121 muuttamista verkkokatkaisijaksi kannattaa vakavasti harkita. Kunnossapitojärjestelmään merkityt toimitusvarmuutta heikentävät asiat ovat korjattava kuntoon. Edellä mainittujen toimenpiteiden lisäksi kannattaa johtolähdöllä panostaa saneeraukseen ja varayhteyksiin.

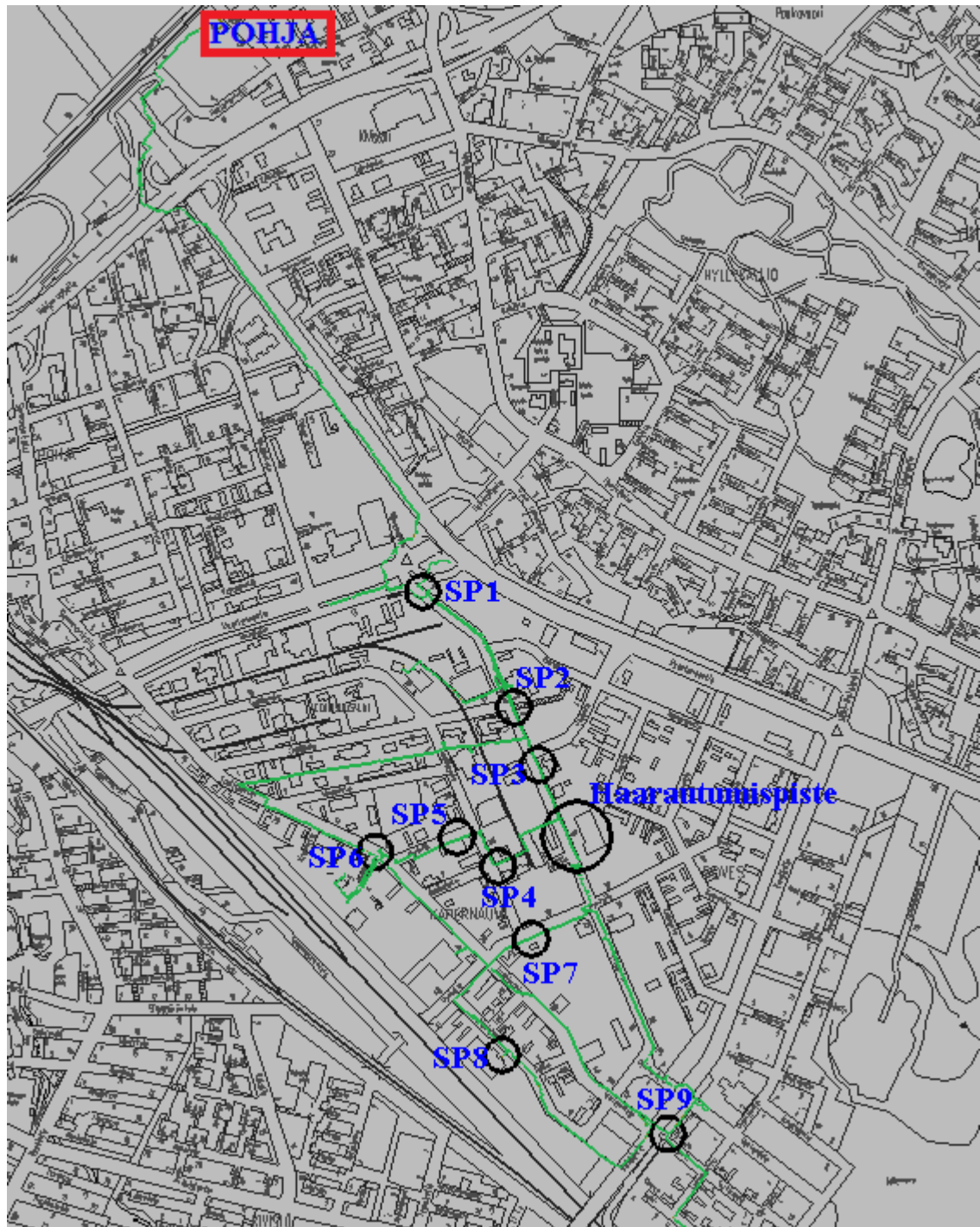
5.1.4 Pohja J07

Pohjan J07 johtolähdöllä syötetään Kapernaumin teollisuusaluetta, jonne sähkön toimitusvarmuus on tärkeää. Johtolähdölle on niukasti varayhteyksiä muista johtolähdöistä.

Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

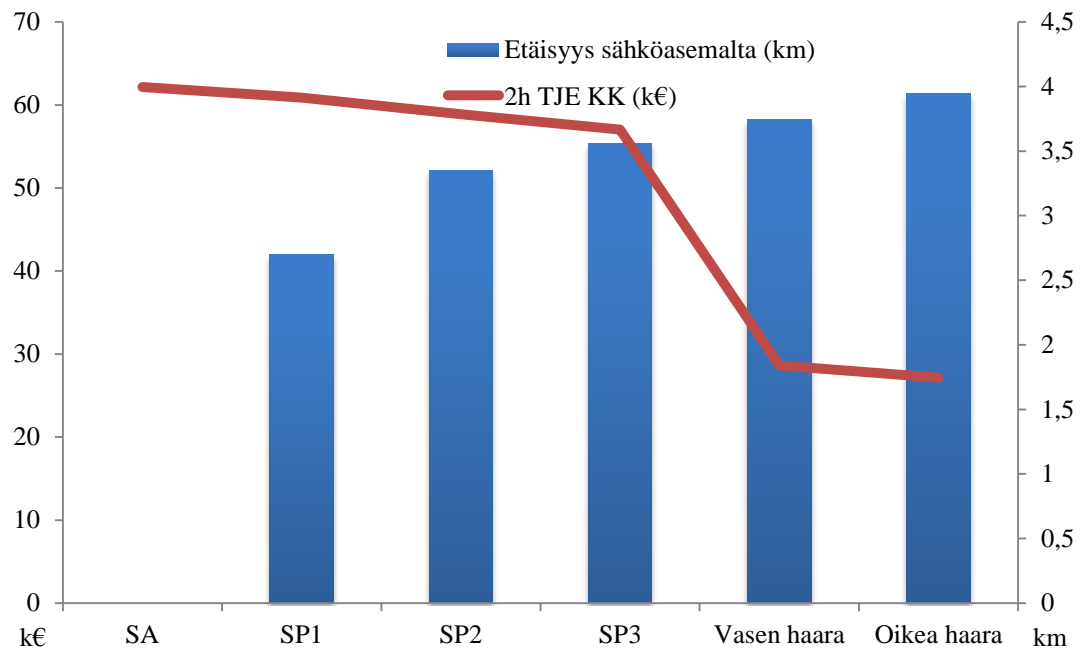
Pohja J07 johtolähtö on rakennettu renkaaksi. Se haarautuu kahteen päähaaraan noin 3,6 km etäisyydellä sähköasemasta. Haarautumispistettä ennen on vain 10 prosenttia johtolähdön kokonaisvuosienergiasta. Haarautumisen jälkeen vasen ja oikea haara haarautuvat vielä kahtia.

Kolme näistä neljästä haarasta loppuvat lopulta koilliseen uudelle teollisuusalueen osalle, tai lähelle sitä. Teollisuusaluetta on rakennettu monessa eri vaiheessa 1980-, 1990- ja 2000-luvulla ja se on vaikuttanut verkon rakenteeseen merkittävästi. Kuvassa 5.14 on esitetty Pohja J07 johtolähdön rakenne ja simulaatiossa käytetyt solmupisteet.



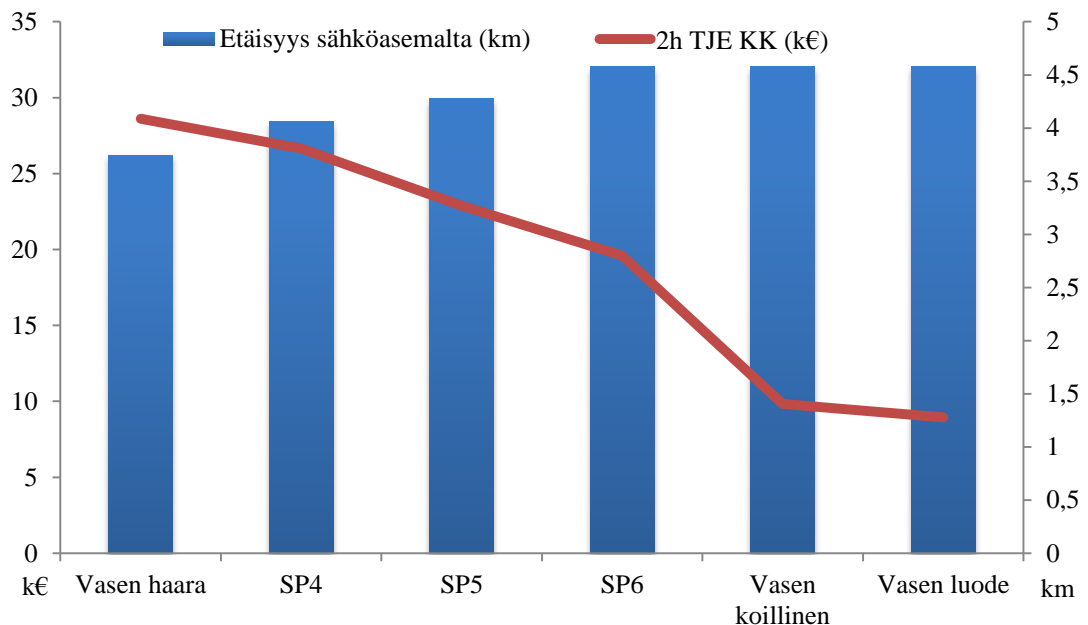
Kuva 5.14: Pohja J07 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

Kahden tunnin ajalta toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskeytyskustannukset solmupisteittäin johtolähdön alkuosalle on esitetty kuvassa 5.15.



Kuva 5.15: Kuormituksen jakautuminen Pohja J07 johtolähdön alkuosalla

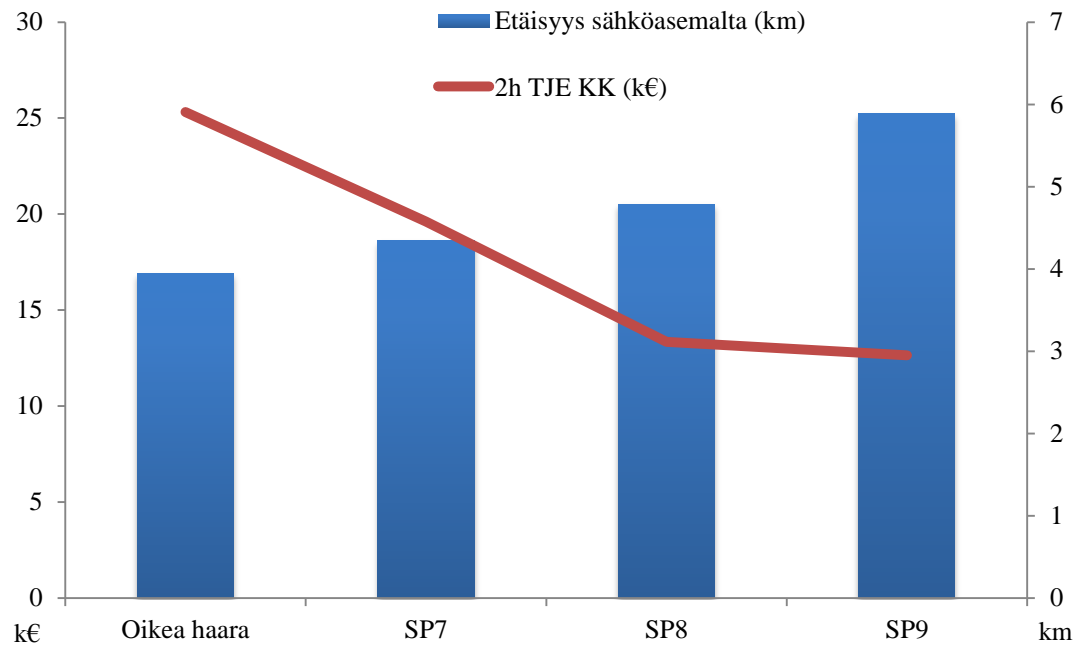
Suurin osa alkuosan johtopituudesta on maakaapelia. Kuormitus laskee suoraviivaisesti kohti alkuosan loppua. Vasemmalla haaralla on suurempi osa kulutusta kuin oikealla, joka on nähtävissä seuraavista kuvista. Vasemmalle menevän haaran simulaatiotulokset on esitetty kuvassa 5.16.



Kuva 5.16: Kuormituksen jakautuminen Pohja J07 johtolähdön vasemmalla haaralla

Kuormitus vähenee tasaisesti solmupisteeseen 6 asti, jonka jälkeen kustannukset laskevat haarautumisen vuoksi. Solmupisteessä 6 on muuntamo M177. Vasemmasta haarasta valtaosa on kaapelia, mutta myös avojohtoa on noin neljäsosa etäisyydestä sähköasemalle.

Oikean haaran simulaation tulokset on esitetty kuvassa 5.17. Se haarautuu sen lisäksi vielä kahteen osaan, jotka kumpikin päätyvät lopulta koillista kohti. Haaroilla on selvästi erilainen kuormitus, toisella vain kolme muuntamoa ja kuusi asiakasta ja toisella kuusi muuntamoa ja 98 asiakasta.



Kuva 5.17: Kuormituksen jakautuminen Pohja J07 johtolähdön oikealla haaralla

Haaralla on suuri kulutus vielä ihan sen päässä, kuten kuvasta voidaan nähdä. Solmupisteiden 8 ja 9 välillä on PAS-johtoa ja kaapelia. Solmupisteen 9 jälkeen on ainoastaan kaapelia. Taulukossa 5.7 on esitetty tarkemmat tiedot kaikista solmupisteistä.

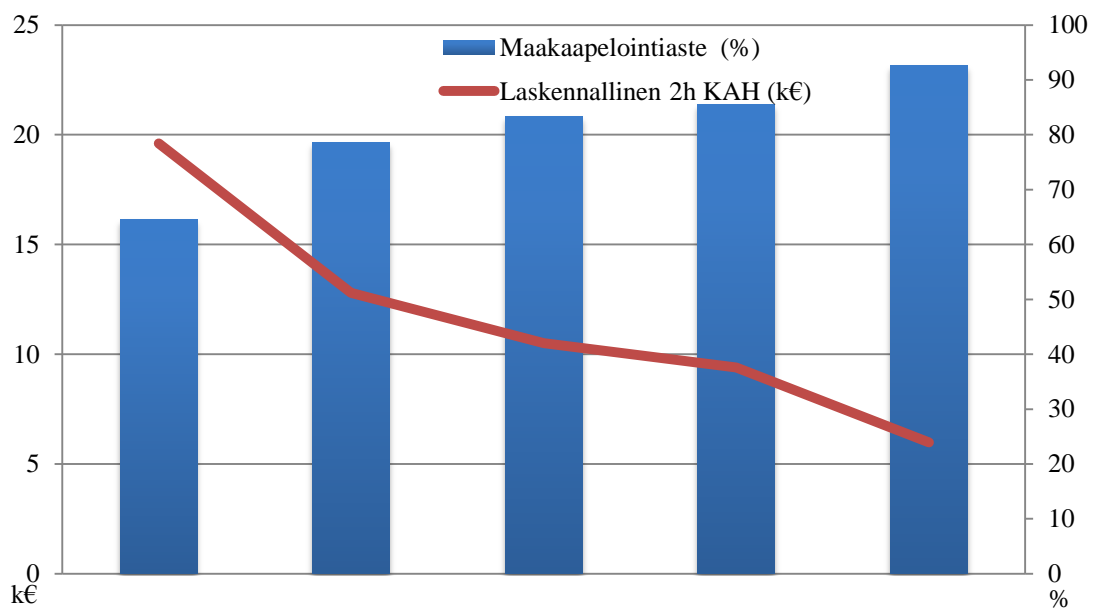
Taulukko 5.7. Pohja J07 johtolähdön simulaation solmupisteet

SP	Sijainti	Asiakkaat (kpl)	Vuosienergia (MWh)	Etäisyys SA:lta (m)	2h TJE KK (k€)
SA		218	20573	0	62,1
SP1	M325 → E38 jälkeen	213	20157	2697	60,9
SP2	M65 jälkeen	209	19500	3351	58,9
SP3	M139	203	18876	3559	57,0
Vasen haara	M332 → M197	98	9473	3744	28,6
SP4	M197 jälkeen	90	8827	4057	26,7
SP5	M178 jälkeen	87	7576	4277	22,9
SP6	M177 jälkeen	67	6489	4574	19,6
Vasen koillinen	M177 jälkeen koill.	31	3526	4574	9,8
Vasen luode	M177 jälkeen luot.	36	2964	4574	9,0
Oikea haara	M260 jälkeen	101	8380	3945	25,3
SP7	M284 jälkeen	79	6497	4341	19,6
SP8	MK50 jälkeen	74	4421	4787	13,4
SP9	M218 jälkeen	56	4189	5888	12,7

Johtolähdölle ei ole simulaatiotulosten perusteella järkevää lisätä suojausvyöhykkeitä. Johtolähdön olemassa olevien useiden erottimien avulla saadaan hallittua sähkönjakelua vikatilanteissa nopeasti.

Maakaapelointi

Pohjan lähdön J07 maakaapelointiasteen nostolla saadaan vaikutettua sen toimitusvarmuuteen. Johtolähdöllä asiakkaiden määrä on melko alhainen, mutta niiden tärkeys erittäin merkittävä. Asiakkaista suurin osa on teollisuutta, joka on riippuvainen katkeamattomasta sähkönjakelusta. Lähdön osuus jakelualueen sähkönsiirrosta on 5,6 prosenttia ja sen laskennalliset KAH-kustannukset ovat 19,6 k€. Avojohtoon korvaaminen maakaapelilla ja sen vaikutukset laskennallisiin KAH-kustannuksiin on esitelty kuvassa 5.18.



Kuva 5.18: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Pohja J07 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

Tarkemmat laskelmat johtolähdön muuttamisesta kaapeliksi löytyvät taulukosta 5.8. Investointina kaapelin lisäys on vähintään kymmenien tuhansien eurojen luokkaa. [31] Kuten kuvasta nähdään, maakaapelointiasteen nostaminen ei vaikuta laskennallisiin KAH-kustannuksiin yhtä radikaalisti kuin esimerkiksi johtolähdöllä Soukkajoki J05. Tilanteessa, jossa maakaapelointiaste nousee noin 86 prosenttiin pienenevät laskennalliset KAH-kustannukset noin puoleen nykyisistä.

Taulukko 5.8. Maakaapeloinnisen vaikutukset ja kustannukset Pohja J07:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
64,5	3,1	7,2	0,8	19,6	0,0
78,5	1,6	8,7	0,8	12,8	94,3
83,2	1,0	9,2	0,8	10,5	125,7
85,6	0,8	9,5	0,8	9,4	141,4
92,6	0,0	10,3	0,8	6,0	188,6

Yleisesti ottaen teollisuusalueella kulkevat avojohdot ovat hyvin puuvarmoja. Maakaapelointiasteen nosto ei ole se huomioon ottaen järkevä ratkaisu. Jos aluetta saneerataan, kannattaa huomioida maakaapelin käyttämisen vaikutus laskennallisiin KAH-kustannuksiin.

Varayhteydet ja saneeraus

Alueella on kunnossapitojärjestelmän mukaan vähän huomautettavaa 20 kV:n jakeluverkon komponenttien kunnossa. Kunnossapitojärjestelmään merkityt asiat saadaan kuntoon yksinkertaisilla toimenpiteillä, kuten puiden raivaamisella ja muuntamoiden M224 ja M368 siivoamisella.

Erikoistilanteita varten kannattaa muuttaa jakorajoja siten, että kuvan 5.12 solmupisteen 9 jälkeinen osuus syötetään eri kautta. Koko oikea haara syötetään muuntamon M260 kautta, josta se haarautuu kahteen suuntaan. Muuntamon M260 jälkeiselle haaralle suuntaan M368 tulee siirtää muuntamoiden M70, M218 ja M386 kuormitus siirtämällä jakoraja muuntamolle M218 suuntaan E70. Silloin muuntamon M70 kuormitus saadaan syötettyä maakaapeliyhteydellä. Silloin mahdollisesti vikaantuva PAS-johto saadaan erotettua nopeammin irti ehjästä verkon osasta ja muuntamon M70 asiakkaat kokevat lyhyemmän keskeytyksen.

Varayhteys Kasperin asuinalueelle auttaa sähkönjakelun varmistuksessa vika- ja poikkeustilanteissa. Se voidaan rakentaa esimerkiksi M386 ja Hallilanvuoren uuden asuinalueen välillä, jolloin varayhteytenä toimii Soukkajoki J07 johtolähtö. Toinen vaihtoehto on rakentaa varayhteys Myllykoski J13 johtolähtöön.

Yhteenveto

Pohjan sähköaseman J07 johtolähdöllä on tärkeitä teollisuusasiakkaita. Suojausvyöhykkeiden lisäämiselle ei ole perusteita. Johtolähdön 20 kV:n verkko ei ole vikaherkässä maastossa, joten maakaapelointiasteen nosto ei ole välttämätöntä. Tärkeintä on rakentaa varayhteyksiä toimitusvarmuuden parantamiseksi. Esimerkiksi varayhteyksillä Soukkajoki J07:n tai Myllykoski J13:n suuntaan saadaan varmistettua sähkönjakelu poikkeustilanteissa sekä parannettua toimitusvarmuutta.

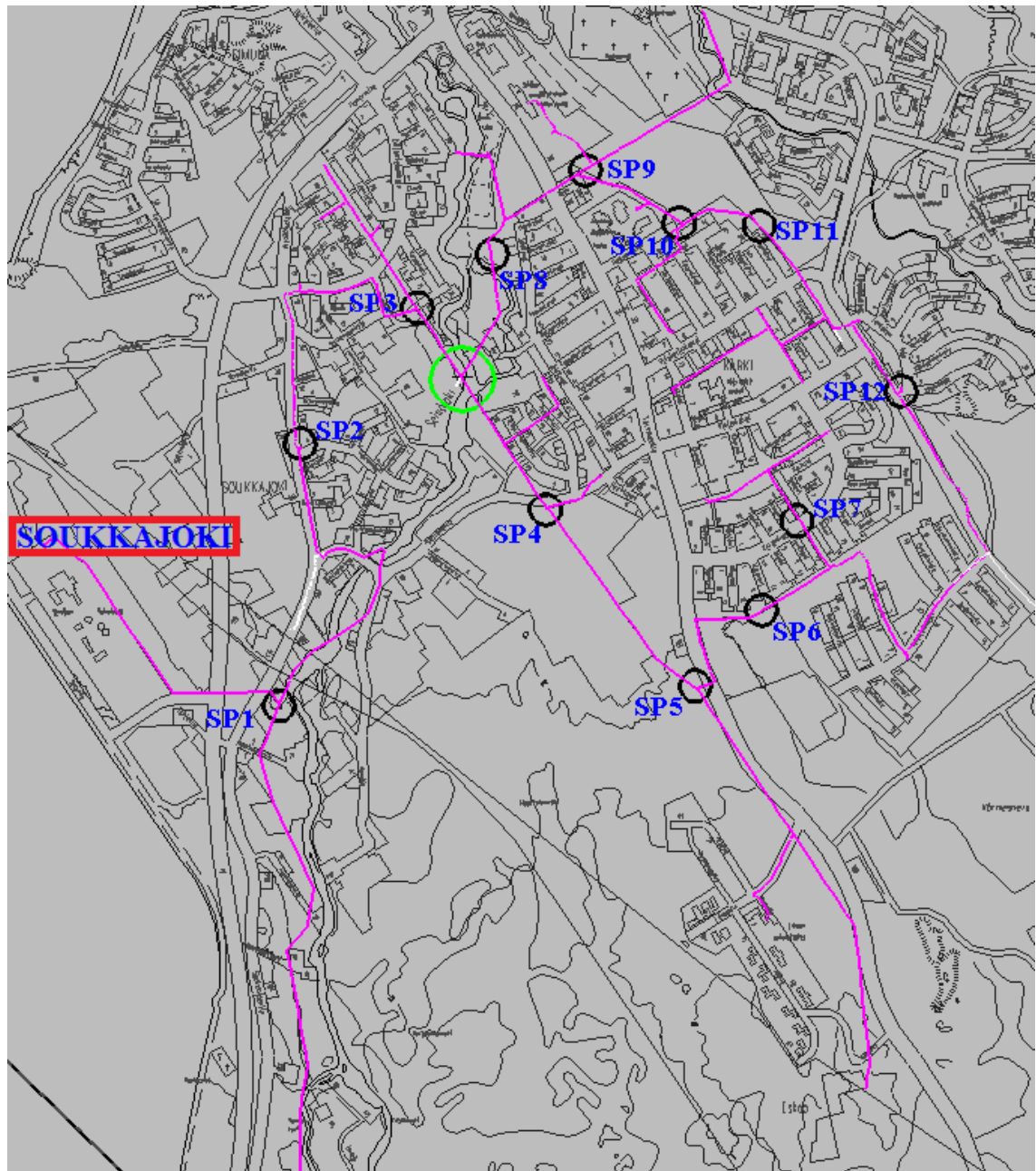
5.1.5 Soukkajoki J05

Soukkajoki J05 johtolähdöllä on runsaasti erottimia, huomattavasti asiakkaita sekä paljon pylväsmuuntamoita. Asiakkaista suurin osa on asumiskäyttäjryhmää. Viime vuosina usein Kärjen asuinalueella on koettu sähkönjakelun keskeytyksiä.

Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

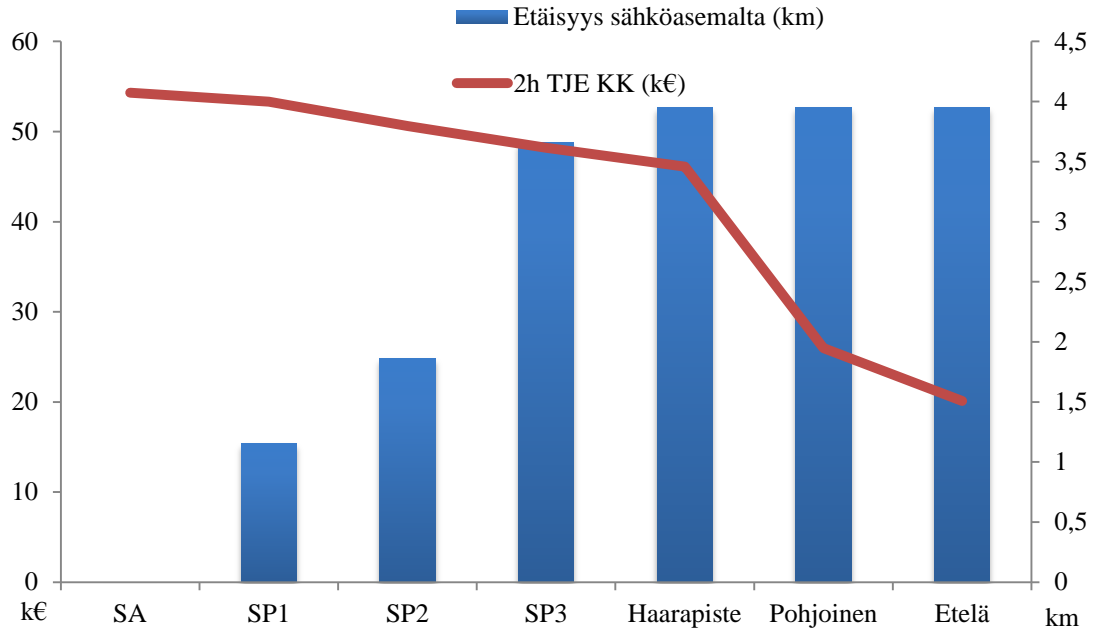
Soukkajoki J05 johtolähtö on esimerkki siitä, millaiseksi johtolähtö rakentuu, kun sitä on rakennettu vaiheittain kaupungin suunnitelmien mukaan. Asuinalueita, joita johtolähtö syöttää, on rakennettu osittain jo 1980-luvulla sekä ennen 1990-luvun taantumaa ja osa vasta 2000-luvulla.

Johtolähtö haarautuu pohjoiseen ja etelään reilun kolmen km:n johtopituuden jälkeen. Kuvassa 5.19 vihreällä ympyröidyssä haarautumispisteessä on Komulaiseksi kutsuttu erotinasema, jossa on useampi kauko-ohjattava erotin. Pohjoinen ja eteläinen osa yhdistyvät rengasverkoksi, jonka sisällä on useita haaroja ilman varayhteyksiä.



Kuva 5.19: Soukkajoki J05 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

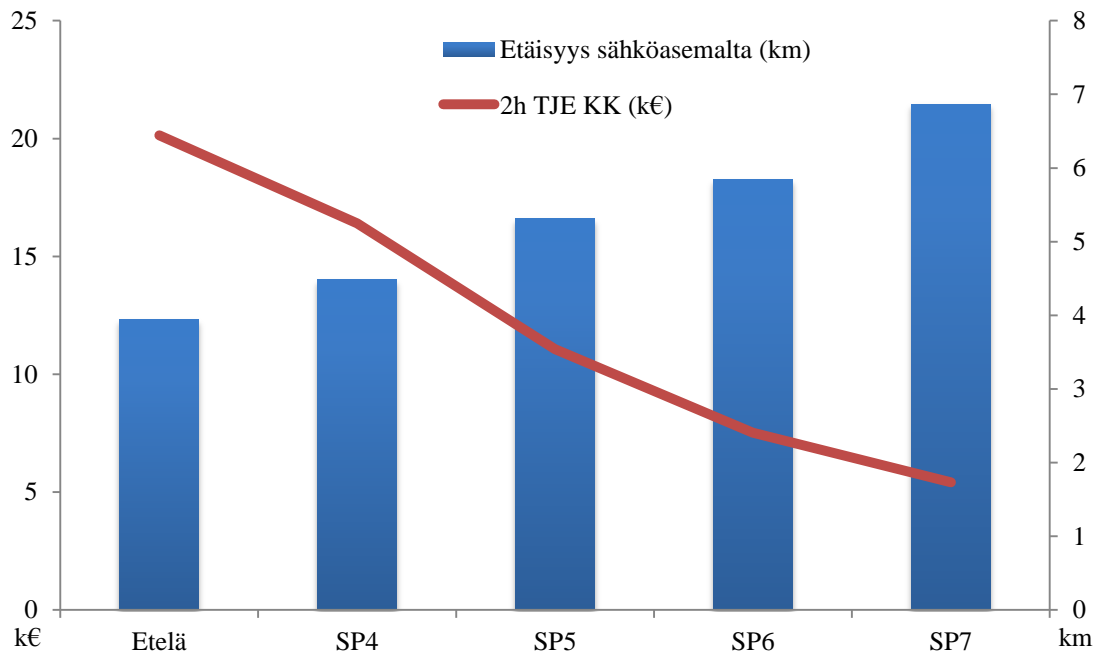
Simulaatiossa tutkittiin molemmat haarat. Eteläisellä haaralla tapahtuva vika vaikuttaa myös alussa olevaan johto-osuuteen ja vastaavasti myös pohjoisella haaralla tapahtuva vika. Koko johtolähtöä koskeva vikatilanne aiheuttaa toimittamatta jääneestä energiasta aiheutuvat 54,3 k€:n keskeytyskustannukset simulaation mukaan. Simulaatiotulokset haarautumispisteeseen saakka on esitetty kuvassa 5.20. SA-sarake kuvaa koko johtolähtöä koskevaa keskeytystä.



Kuva 5.20: Kuormituksen jakautuminen Soukkajoki J05 johtolähdön alkuosalla

Kuormitus vähenee vain vähän kohti haarautumispistettä. Suurin osa johtolähdön alkuosasta ennen haarautumispistettä on maakaapelia. Haarautumispisteen jälkeen kustannukset laskevat reilusti pohjoiselle ja eteläiselle osalle. Haarautumispisteen jälkeen on avojohtoa kummallakin haaralla. Uusia suojausvyöhykkeitä kannattaa luoda haarautumispisteen jälkeen edellä mainittujen asioiden vuoksi.

Seuraavaksi kuvassa 5.21 on esitettyä eteläisen osan simulaatiotulokset.

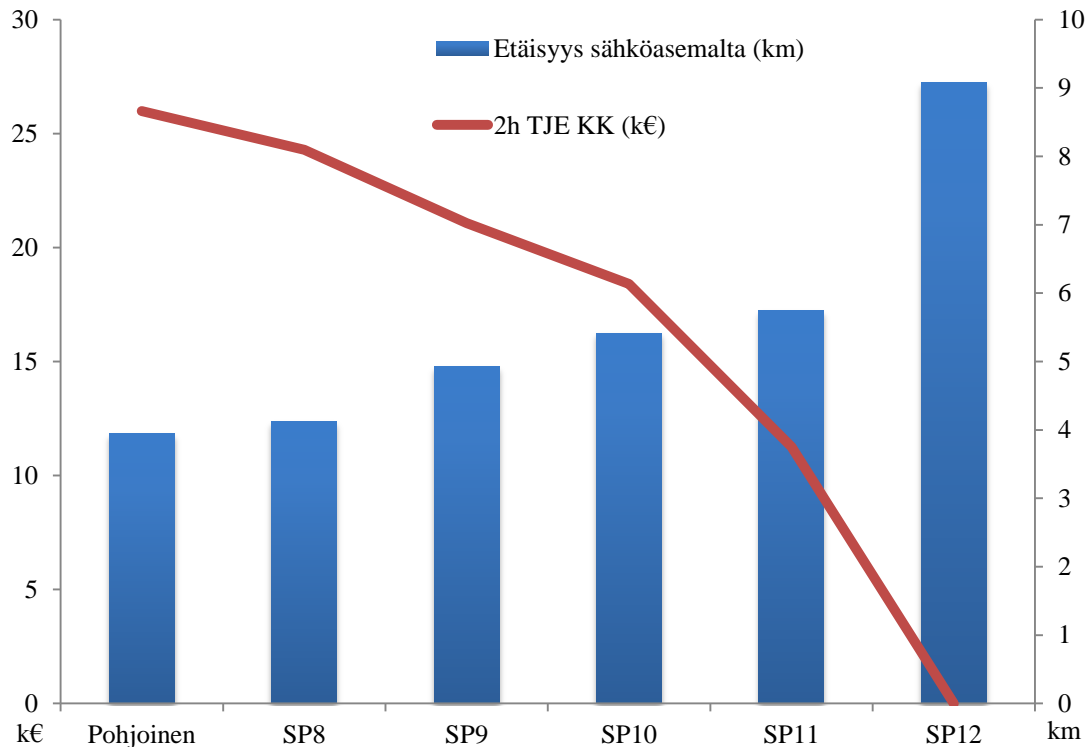


Kuva 5.21: Kuormituksen jakautuminen Soukkajoki J05 johtolähdön eteläosalla

Eteläisellä haaralla kuormitus laskee tasaisesti solmupisteen etäisyyden sähköasemalta kasvaessa. Solmupisteiden neljä ja viisi välillä on avojohtoverkkoa. Ennen solmupistettä

4 on Komulaisen erotinasema. On järkevintä muuttaa Komulaisen erotinaseman kauko-ohjattavia erottimia verkkokatkaisijoiksi.

Kuvassa 5.22 on esitetty pohjoisen osan simulaatiotulokset.



Kuva 5.22: Kuormituksen jakautuminen Soukkajoki J05 johtolähdön pohjoisosalla

Kuormitus vähenee tasaisesti pohjoisella osalla solmupisteelle 11 asti. Keskeytyskustannukset ovat kauttaaltaan korkeammat kuin eteläisellä osalla suuremman vuosienenergian vuoksi. Solmupisteen 11 jälkeen on ollut huomattavia muutoksia 20 kV:n jakeluverkossa 2012 syksyn jälkeen, jolloin simulaatioympäristö diplomityön tekemistä varten luotiin. Muutokset vaikuttavat tuloksiin siten, että kuormitukset eivät näy oikein solmupisteen 11 jälkeen.

Pohjoinen haara haarautuu useisiin pienempiin haaroihin, etenkin pylväsmuuntamoihin, joihin ei ole varayhteyksiä. Pohjoisen osan pilkkominen uusiin suojausvyöhykkeisiin verkkokatkaisijoiden avulla ei ole pitkän tähtäimen ratkaisu, vaan sen sijaan verkon rakenteen muuttaminen kuten myöhemmin on esitetty. Tarkemmat tiedot solmupisteistä on esitetty taulukossa 5.9.

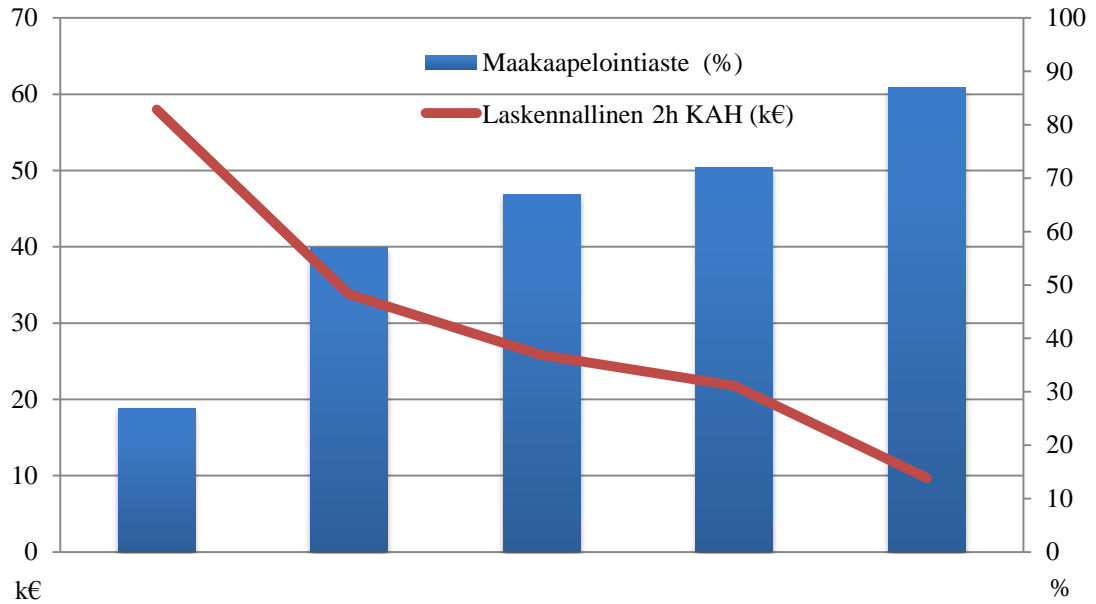
Taulukko 5.9. Soukkajoki J05 johtolähdön simulaation solmupisteet

SP	Sijainti	Asiakkaat	Vuosienergia	Etäisyys SA:lta	2h TJE KK
		(kpl)	(MWh)	(m)	(k€)
SA		1917	17969	21152	54,3
SP1	Haara pohj. auki	1882	17648	1152	53,3
SP2	M390 jälkeen	1778	16757	1865	50,6
SP3	E11 auki	1643	15958	3662	48,2
Etelä		632	6664	3947	20,1
SP4	haara M342 jälkeen	445	5431	4487	16,4
SP5	haara E72 puolella	440	3663	5313	11,1
SP6	M204 jälkeen	351	2488	5842	7,5
SP7	M220 jälkeen	302	1795	6866	5,4
Pohjoinen		909	8601	3947	26,0
SP8	M228 jälkeen	864	8041	4116	24,3
SP9	haara ennen E20	715	6975	4920	21,1
SP10	E61 alaspäin	714	6094	5414	18,4
SP11	M181 jälkeen	377	3727	5743	11,3
SP12	M384 jälkeen	2	1	9082	0

Edellä esitettyjen tietojen perusteella Komulaisen erotinasemalle kannattaa tehdä muutoksia. Muuttamalla kauko-ohjattavat erottimet E18 ja E142 verkkokatkaisijoiksi, saadaan aikaan uusia suojausvyöhykkeitä ja parannettua toimitusvarmuutta.

Maakaapelointi

Soukkajoki sähköaseman johtolähtö J05 syöttää tällä hetkellä koko Kärjen asuinalueen. Kyseisen alueen sähköjakelu vikatilanteissa on ongelmallista, koska renkaan sisäisiä poikittaisia yhteyksiä on niukasti muuntamoiden välillä. Myös renkaan jakaminen pienempiin osiin on vaikeaa linjaerottimen puutteiden vuoksi. Alueelle on suunniteltu lähitulevaisuudessa muutoksia. Avojohtoverkkoa muuntamoineen aiotaan purkaa ja kuormituksia siirtää uuden Kärjen asuinalueen puistomuuntamoille. Se ei pelkästään riitä, vaan maakaapelointia tulee nostaa tuntuvasti lisää nykyisestä 27 prosentista ylöspäin. Liitteen 2 mukaan, laskennalliset KAH-kustannukset johtolähdölle ovat 58 k€. Avojohton korvaaminen maakaapelilla ja sen vaikutukset laskennallisiin KAH-kustannuksiin on esitelty kuvassa 5.23.



Kuva 5.23: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Soukkajoki J05 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

Tarkemmat laskelmat johtolähdön muuttamisesta kaapeliksi löytyvät taulukosta 5.10. Investointina kaapelin lisäys on satojen tuhansien eurojen luokkaa. [31] Kuten kuvassa 5.23 on esitetty, maakaapelointiastetta pitäisi nostaa reilusti, jotta laskennalliset KAH-kustannukset laskisivat. Tilanteessa, jossa maakaapelointiaste nousee 67 prosenttiin laskennalliset KAH-kustannukset puolittuvat.

Taulukko 5.10. Maakaapeloimisen vaikutukset ja kustannukset Soukkajoki J05:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
26,9	12,7	5,7	2,7	58,0	0,0
57,0	6,4	12,1	2,7	33,8	383,5
67,0	4,2	14,2	2,7	25,8	511,4
72,0	3,2	15,2	2,7	21,8	575,3
87,0	0,0	18,3	2,7	9,7	767,0

Maakaapeloinnilla on merkittävä vaikutus johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin pienemmän vikataajuutensa vuoksi. Avojohtoverkkoa tulee muuttaa maakaapeliverkoksi saneeraten Kärjen asuinalueita. Maakaapeloimisen suhteen kannattaa ottaa tavoitteeksi vähintään 50 prosentin maakaapeloimisaste laskennallisten KAH-kustannusten pienentämiseen.

Varayhteydet ja saneeraus

Kunnossapitojärjestelmän tietojen mukaan pylväsmuuntamoiden M112 ja M156 piiskat sekä pylväsmuuntamon M265 ylijännitesuojat ovat toimitusvarmuuden kannalta hälyttävässä kunnossa. Sen mukaan myös kauko-ohjattavan erottimen E59 mekaanisessa toiminnassa on puutteita ja avojohdoilla on raivaustarvetta. Kaikki edellä mainitut asiat kannattaa korjata, sillä muuten tulevaisuudessa ne voivat aiheuttaa sähkönjakelun keskeytyksiä.

Soukkajoki J05 johtolähdön muuntamot M113 ja M327 ovat ilman 20 kV:n varayhteyttä. M327 on reilusti yli 100 prosentin kuormitusasteessa huippukuormitustilanteessa. Muuntamot kannattaa korvata yhdellä puistomuuntamolla. Samalla hankalassa paikassa olevaa PAS-johtoa saadaan purettua ja pienennettyä hieman lähdön keskimääräistä vikataajuutta.

Kärjen asuinalueen läpi tulee rakentaa uusia maakaapeli- tai PAS-yhteyksiä, joiden avulla saadaan varasyöttömahdollisuuksia uusille puistomuuntamoille. Tärkeitä uusia yhteyksiä ovat M180 ja M222 väli sekä M222:lta myös uusi yhteys etelän suuntaan. Muun muassa pylväsmuuntamoita M205, M204, M220, M265, M372, M183 kannattaa purkaa ja siirtää niiden kuormituksia uusiin puistomuuntamoihin. Samalla kun M205 ja M204 puretaan, voidaan jakorajaa muuttaa siten, että sähkönjakelu toteutetaan uudelta Kärjen asuinalueen laajennuksen suunnalta.

Uudelta sähköasemalta tulee rakentaa yksi tai useampi johtolähtö Kärjen uudelle asuinalueelle sekä vanhalle Kärjen osalle. Niiden avulla saadaan parannettua toimitusvarmuutta käyttämällä pienen vikataajuuden omaavia johtotyyppisiä ja muuttamalla jakorajoja.

Yhteenveto

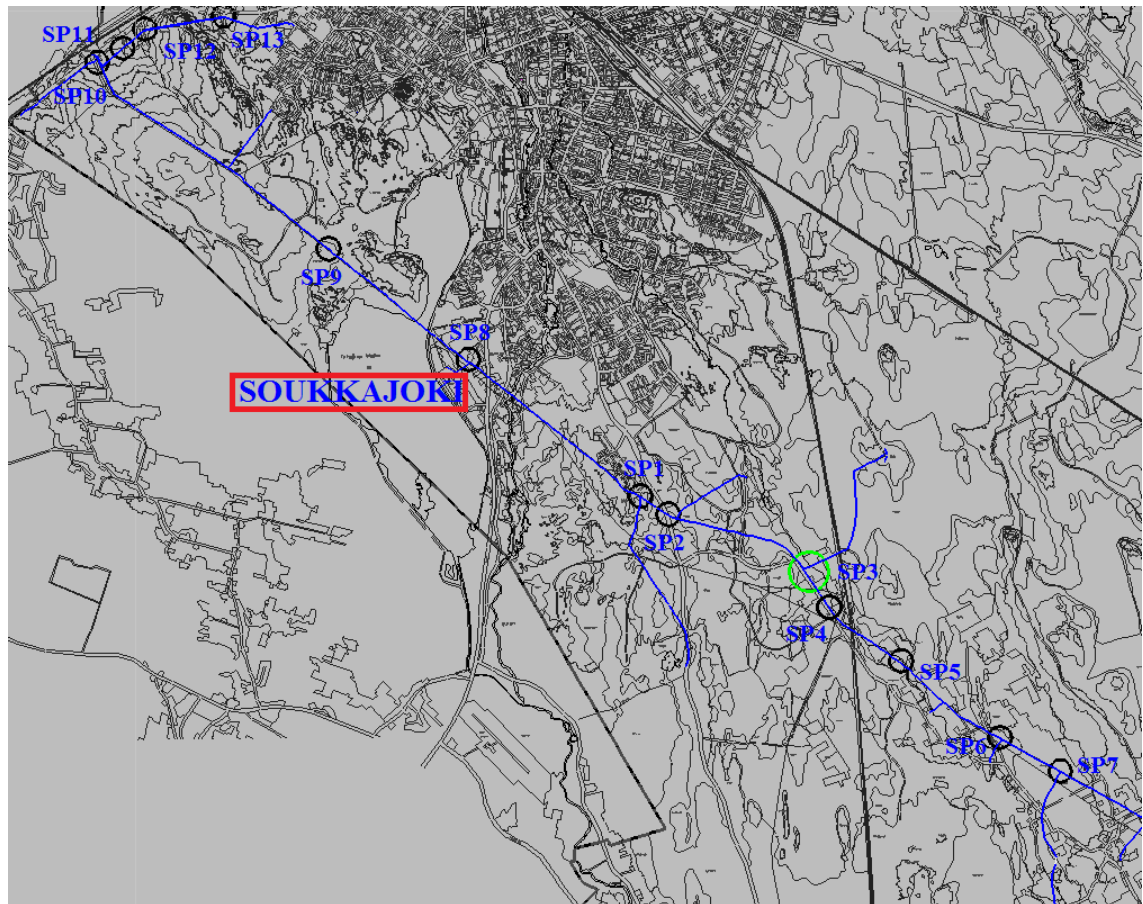
Soukanjoen johtolähtö J05 oli monimutkainen ja haastava tapaus simulaation tekemisen kannalta. On järkevää muuttaa Komulaisen erotinaseman kauko-ohjattavat erottimet E14 ja E142 verkkokatkaisijoiksi. Niiden avulla saadaan nostettua toimitusvarmuutta uusien suojausvyöhykkeiden avulla. Muita verkkokatkaisijoita ei kannata lisätä ennen kuin on tehty tarkka pitkän tähtäimen suunnitelma miten johtolähtöä muutetaan siten, että toimitusvarmuus paranee. Kunnossapitojärjestelmään merkityt toimitusvarmuutta heikentävät asiat ovat korjattava kuntoon. Uusi tuleva sähköasema on tärkeässä roolissa Kärjen asuinalueen toimitusvarmuuden parantamisessa. Kärjen asuinalueella on syytä saneerata siten, että pylväsmuuntamoita puretaan ja siirretään niiden kuormituksia uusiin puistomuuntamoihin. Niiden välille tulee rakentaa uusia rengasverkon sisäisiä yhteyksiä. Yleisesti ottaen maakaapelointiastetta pitää nostaa saneerauksen yhteydessä reilusti.

5.1.6 Soukkajoki J08

Soukkajoki J08 on Seiverkot Oy:n jakelualueen pisin johtolähtö, joka syöttää pääosin haja-asutusalueita kaakossa ja luoteessa.

Kuormituksen jakautuminen ja verkostoautomaatio

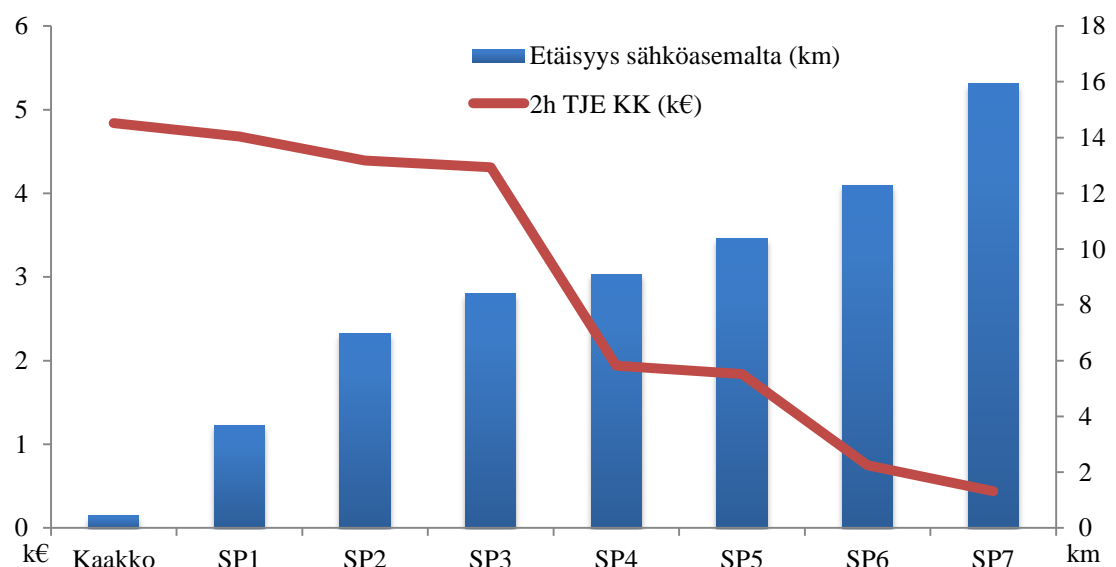
Soukkajoen sähköaseman J08 johtolähdön energia ja asiakkaat jakautuvat kahdelle haaralle kaakkoon ja luoteeseen. Johtolähtö erottuu liitteessä 1 muista johtolähdöistä, sillä se on pisin Seiverkot Oy:n johtolähtö. Johtolähtö solmupisteinen on esitetty kuvassa 5.24.



Kuva 5.24: Soukkajoki J08 johtolähtö ja simulaation solmupisteet

Suuri osa johtopituudesta on avojohtoa ja varayhteyksiä on niukasti. Johtolähdön vuosienergiasta suurempi osa on luoteisella haaralla.

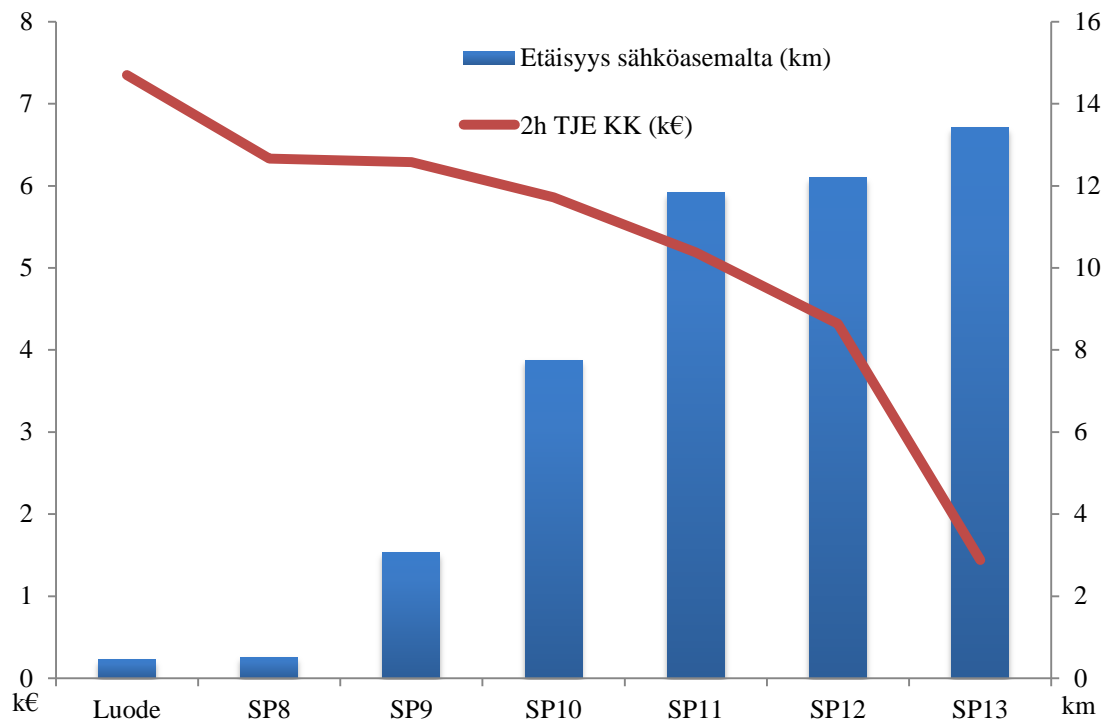
Koko johtolähtöä koskeva vikatilanne aiheuttaa toimittamatta jääneestä energiasta aiheutuvat 11,3 k€:n keskeytyskustannukset simulaation mukaan. Kaakkoon suuntautuneen haaran simulaation tulokset on esitetty kuvassa 5.25.



Kuva 5.25: Kuormituksen jakautuminen Soukkajoki J08 johtolähdön kaakkoon suuntautuvalla haaralla

Kaakon haaralla kuormitus on jakautunut tasaisesti sähköasemasta poispäin solmupisteeseen 3 asti, jonka jälkeen toimittamatta jääneen energian aiheuttamat keskeytyskustannukset laskevat reilummin. Verkkokatkaisijan lisääminen kannattaa siis toteuttaa pisteiden 3 ja 4 väliin sen vuoksi. Siinä kohdassa suojausvyöhykkeen pituudeksi tulee vajaa 9 km. Taulukossa 5.11 näkyy solmupisteiden ja kustannusten tarkemmat tiedot. Kustannusten muutokset eri solmupisteiden välillä ovat hyvin vähäisiä usean solmupisteiden välillä. Asiakasmäärä haaralla on vain 89. Solmupisteiden 5 ja 6 välillä on myös kustannuksissa eroa paljon. Tosin kustannukset ja asiakasmäärät ovat niin matalia, että niiden perusteella ei kannata tehdä toista suojausvyöhykettä aiemmin ehdotetun lisäksi.

Luoteiselle haaralle kuormitus jakautuu kuvan 5.26 mukaisesti. Solmupisteet SP8-SP13 ovat asemasta poispäin luoteeseen. Luode-sarake kuvaa koko johtolähdön luoteista haaraa koskevaa keskeytyskustannusta.



Kuva 5.26: Kuormituksen jakautuminen Soukkajoki J08 johtolähdön luoteeseen suuntautuneella haaralla

Myös luoteisella haaralla kuormitus vähenee kohti johdon loppupäätä. Solmupisteeseen 10 jälkeen johtolähtö menee sähköaseman Seinäjoki läpi. Siellä on releet suojaamassa johtolähdön loppuosaa Valio Oy:n tuotantolaitoksen suuntaan.

Kuvaajan perusteella ennen Seinäjoki sähköasemaa ei ole solmupisteitä, joissa kustannukset laskisivat merkittävästi, kuten kaakon haaralla. Sen puolesta suojausvyöhykkeiden lisäykselle ei ole perusteita luoteisen osan suhteen. Jos taas halutaan suojata kaakon haaraa luoteiseen haaraan vaikuttavilta vioilta, tulisi luoteisen haaran alkuun heti solmupisteeseen 8 jälkeen lisätä verkkokatkaisija. Sen pisteen jälkeen on pitkä osuus, jossa avojohto kulkee mahdollisesti vikaherkässä metsäisessä maastossa. Tarkemmat tiedot johtolähdöstä, solmupisteistä ja laskemista, joihin kuvaajat perustuvat löytyvät taulukosta 5.11.

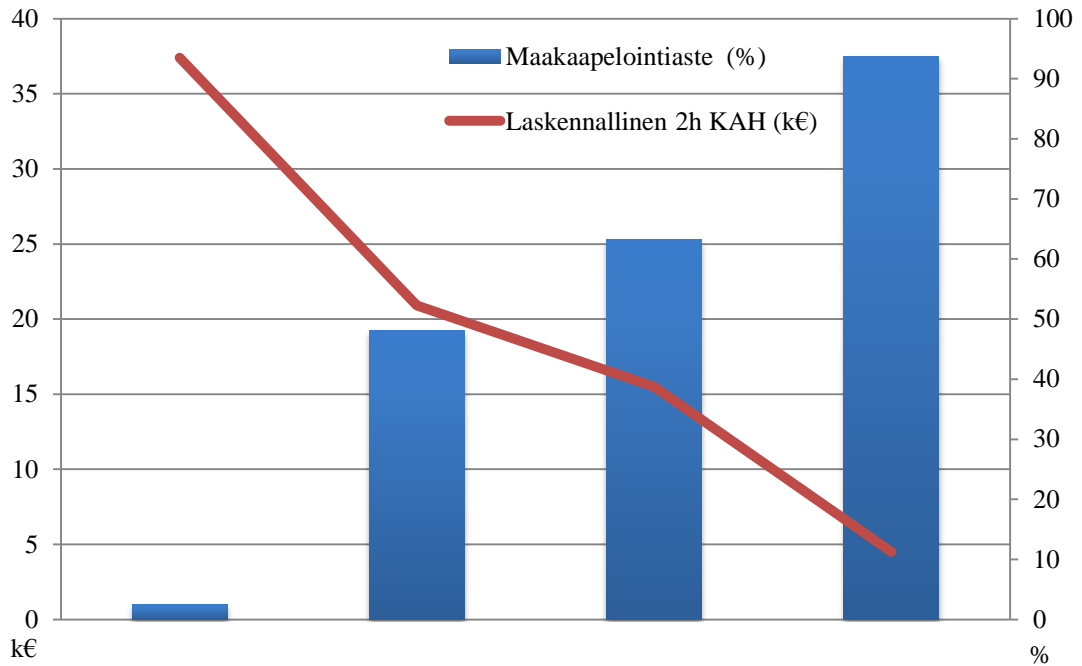
Taulukko 5.11. Soukkajoki J08 johtolähdön simulaation solmupisteet

SP	Sijainti	Asiakkaat	Vuosienergia	Etäisyys SA:lta	2h TJE KK
		(kpl)	(MWh)	(m)	(k€)
Koillinen		89	1601	449	4,8
SP1	ennen E14 ja E5	79	1549	3689	4,7
SP2	M358 jälkeen	75	1452	6979	4,4
SP3	ennen E102 ja E120	69	1426	8393	4,3
SP4	M307 jälkeen	62	642	9106	1,9
SP5	M330 jälkeen	61	609	10397	1,8
SP6	haara / M310 jälkeen	30	248	12297	0,7
SP7	haara / E132 jälkeen	15	145	15927	0,4
Luode		224	2141	449	6,5
SP8	M273 jälkeen	219	2093	514	6,3
SP9	M394 jälkeen	218	2082	3058	6,3
SP10	E94 jälkeen	204	1940	7752	5,9
SP11	M248 jälkeen	171	1719	11841	5,2
SP12	M48 jälkeen	132	1431	12199	4,3
SP13	M47 jälkeen	63	476	13423	1,4

Solmupisteen 3 jälkeen ennen solmupistettä 4 on nykyinen erotin E102. Se sijaitsee tien varressa, ja voidaan muuttaa verkkokatkaisijaksi. Solmupisteen 8 yhteydessä on pylväsmuuntamo M273 ja sitä ennen erotin E105. Muuntamon jälkeen luoteiselle haaralle voidaan lisätä verkkokatkaisija.

Maakaapelointi

Soukkajoki J08 johtolähtö on Seiverkot Oy:n jakelualueen selvästi pisin. Se syöttää pääosin haja-asutusalueita ja on lähes kokonaan avojohtoverkkoa. Johtolähdön laskennalliset KAH-kustannukset ovat liitteen 2 mukaan 37,4 k€. Avojohtoon korvaaminen maakaapelilla pienentää laskennallisia KAH-kustannuksia kuvan 5.27 mukaisesti, koska maakaapelin vikataajuus on pienempi kuin avojohtoon. Kuvassa vasemmalla on lähtötilanne ja maakaapelointiaste kehittyy kuvaajassa lopulta yli 90 prosenttiin.



Kuva 5.27: Maakaapelointiasteen nostamisen vaikutukset Soukkajoki J08 johtolähdön laskennallisiin KAH-kustannuksiin

50 prosentin maakaapelointiaste vaatisi yli miljoonan euron investoinnit eikä kustannuksissa ole vielä huomioitu avojohdo-osuuksien purkamista. Johtolähdön maakaapeloinnin kustannukset on esitetty taulukossa 5.12.

Taulukko 5.12. Maakaapeloinnin vaikutukset ja kustannukset Soukkajoki J08:lle

Maakaapelointiaste	Avojohto	Maakaapeli	PAS-johto	Laskennallinen 2h KAH	Investointi
(%)	(km)	(km)	(km)	(k€)	(k€)
2,6	41,5	1,2	2,9	37,4	0
48,1	20,8	21,9	2,9	20,9	1252,6
63,3	13,8	28,8	2,9	15,5	1670,2
93,6	0,0	42,7	2,9	4,5	2505,3

Laskennallisten KAH-kustannusten pienenemiseen nähden avojohdon muuttaminen maakaapeliksi on kohtuuttoman kallista. Lähdön vuosienergia on vain yksi prosenti jakelualueen sähkönsiirrosta ja asiakkaita lähdöllä on vain noin prosentin jakelualueen asiakkaista. Laajamittainen maakaapelointi ei ole edellä mainituista syistä järkevää.

Varayhteydet ja saneeraus

Johtolähdön johto-osuuksien keski-ikä on 20 vuotta VTJ:n tietojen mukaan. Kunnossa-pitotietojärjestelmän mukaan muun muassa erottimen E160 koskettimien ja pylväs-muuntamon M56 erottimen kunnossa on huomautettavaa. Myös avojohdoverkolle on useampaan kohtaan merkintöjä raivaustarpeesta. On tärkeää hoitaa ainakin edellä mainitut asiat kuntoon, ettei toimitusvarmuus pääse heikkenemään.

Johtolähtö tulee olemaan olennaisessa asemassa uuden sähköaseman liittämisessä olemassa olevaan Seiverkot Oy:n 20 kV:n jakeluverkkoon. On tärkeää ottaa se asia huomioon jo etukäteen, kun lähdölle suunnitellaan muutoksia tai saneerauksia. Uuden sähköaseman avulla saadaan toteutettua varayhteyksiä pitkälle J08 johtolähdölle.

Yhteenveto

Johtolähtö valikoitui tarkasteltavaksi korkeiden laskennallisten KAH-kustannusten vuoksi, joka oikeastaan johtuu pitkästä avojohtopituudesta. Verkkokatkaisijaksi kannattaa muuttaa erotin E102. Myös kannattaa harkita muuntamon M273 jälkeen verkkokatkaisijan lisäämistä suojaamaan kaakon haaraa toiseen haaraan vaikuttavilta vioilta. Tällöin saadaan jaettua johtolähtö useampaan suojausvyöhykkeeseen. Kunnossapitojärjestelmään merkityt toimitusvarmuutta heikentävät asiat ovat korjattava kuntoon.

5.2 Muut toimitusvarmuuteen vaikuttavat investoinnit, toimenpiteet ja ehdotukset

5.2.1 Sähköasema

Uuden sähköaseman avulla saadaan vähennettyä muiden sähköasemien kuormitusta, vahvistettua 20 kV:n rengasverkkoa sekä jaettua jakeluverkkoa uusiin vyöhykkeisiin. Uusien vyöhykkeiden avulla vikojen vaikutusaluetta saadaan pienennettyä ja asiakkaiden kokemien keskeytyksien määrää vähennettyä. Sähköaseman sijoitus on merkittävässä asemassa, mutta tiheässä taajamassa kaavoituksen vuoksi sitä ei voida rakentaa laskennan kannalta ihanteellisen paikkaan.

Uusi Seinäjoen itäinen ohitustie tuo mahdollisuuden uuden sähköaseman rakentamiselle kaupungin kaavoituksen puolesta, mutta haasteeksi voi tulla 110 kV:n yhteys EPA:n siirtoverkkoon ja muille sähköasemille. Niille 110 kV:n varayhteyden teko voi olla haastavaa sekä avojohtojen isojen varoetäisyyksien vuoksi että suurjännitemaakaapelin korkean investointikustannuksen vuoksi.

Ydinkeskustan kuormitus kasvaa yleiskaavan muutosten kautta. Mahdollinen kuormituksen kasvu saadaan hoidettua muiden sähköasemien kautta. Siksi uuden Kärmeskydöksi nimetyn sähköaseman tärkeä tehtävä olisi sähkönjakelu uusille kaavoitetuille alueille. Uuden ohitustien läheisyyteen arvioidaan tulevan lisää asutusta. Myös suuren osan ohitustien yhteyteen rakennettavasta verkosta tiedetään olevan pääsääntöisesti maakaapeliverkkoa, joten tarvitaan maasulkuvirran kompensointia. Uudelle sähköasemalle täytyy toteuttaa tarvittavan suuruinen kompensointi.

Kappaleessa 4.3 ilmennyt Myllykosken sähköaseman korkea keskeytyskustannus saadaan pienennettyä muuttamalla jakorajoja siten, että Myllykosken aseman kuormitus pienenee. Kärmeskydön sähköasema on sen toteuttamisessa avainasemassa. Uuden sähköaseman investointikustannus on noin miljoonan euron luokkaa. [31]

5.2.2 Sähköasemien välisten yhteyksien lisääminen

Sähkönjakelun toimitusvarmuutta saadaan nostettua lisäämällä 110 kV:n varayhteyksiä eri sähköasemien välille, jolloin saadaan toteutettua 110 kV:n laajempi rengasverkko. Varayhteyksien avulla voidaan pienentää riskiä isolle häiriölle, joka on esitetty kappaleessa 4.3.

Nykytilanteen mukaan kolme asemaa ovat yksinäisiä niin sanottuja satelliittiasemia ilman 110 kV:n tai korkeamman jännitetasen yhteyttä toiseen sähköasemaan. [22] Sähköasemat ovat Myllykoski, Pohja ja Soukkajoki. Myllykosken asema, jossa on kahdeksan 20 kV:n johtolähtöä käytössä, on kaikista kriittisin kuormituksen ja sijainnin kannalta. Kahden tunnin sähkönjakelun keskeytyksen kannalta kyseinen asema on selkeästi kallein, kuten kappaleesta 5.3 nähdään.

Uuden sähköaseman avulla erilaisissa poikkeustilanteissa, kuten vika- ja huoltotilanteissa, saadaan tehtyä tärkeitä varayhteyksiä muille asemille ainakin 20 kV:n jakeluver-

kon osalta. Tärkeää olisi saada vähintään myös Myllykosken sähköasemalle 110 kV:n syöttöyhteys toisesta suunnasta.

5.2.3 Käytöntukijärjestelmä

Käytöntukijärjestelmän (KTJ) avulla vikatilanteiden ratkaisuun saadaan huomattavasti lisää nopeutta. Teklan KTJ näyttää vikapaikan perustuen oikosulkuvirtaan. Täten vikapaikkaa ei ole välttämätöntä etsiä perustuen käytönvalvontajärjestelmän lähtökohtaisiin vianilmaisiin, joiden tulokset ovat suuntaa antavia. Niiden käyttäminen käytöntukijärjestelmän ohella on paras ratkaisu. Vikapaikka voi löytyä merkittävästi nopeammin, ja olla erotettuna muusta verkosta nopeasti. Verkon ehjän osan sähkönjakelu voidaan palauttaa KTJ:n avulla, koska sen avulla saadaan tarvittaessa ohjattua kauko-ohjattavia erottimia ja muita ohjattavia komponentteja. Käytöntukijärjestelmään voidaan kirjata vikahistoriaa sekä merkitä tarkka vikapaikka laskennalliseen nähden, jos niissä on eroa. Vikahistoria olisi hyödyllinen.

Käytöntukijärjestelmä ei yksittäisenä investointina ole kovin kallis, noin 30 k€ luokkaa. [31]. Sen investoiminen edellyttää verkkotietojärjestelmän tietojen täsmällistä vastaavuutta maastoon. Pelkän järjestelmän hankinta ei riitä, vaan henkilökunnan koulutukseen olisi panostettava huomattavasti, sillä verkkotietojärjestelmän riittävä hallinta ei ole yksinkertaista järjestelmän monimutkaisuuden vuoksi.

Käytöntukijärjestelmän avulla saadaan nopeasti tietoon, ketä kaikkia keskeytys koskee sekä suunnitellun että odottamattoman keskeytyksen yhteydessä. Tiedosta on apua SAIFI:n, SAIDI:n ja muiden tunnuslukujen laskemiseen ja tilastointiin.

Suunnitellun keskeytyksen yhteydessä käytöntukijärjestelmää voi hyödyntää asiakkaille keskeytyksestä informoimiseen. Käytöntukijärjestelmä sisältää verkkotietojärjestelmän asiakastiedot, jotka saadaan rajapinnan kautta mittautietojärjestelmästä. Asiakastiedoissa oleville matkapuhelinnumeroille voidaan lähettää KTJ:n sekä operaattorin erillisen palvelun avulla ilmoitus sähkönjakelun keskeytyksestä tarvittaessa automaattisesti.

5.2.4 Kunnossapito

On selvää, että nyt paljon erinäisistä syistä käytetty korjaava kunnossapito ei toimi pitkällä tähtäimellä. Kunnossapitotoiminta täytyy saada muutettua ennakoivaksi. Vuosittaisissa kunnossapitovuositarkastuksissa eteen tuleviin vikoihin tulee pystyä paneutumaan nopeammin kuin tähän asti.

Nykyisellä organisaatorakenteella kunnossapitoa ei välttämättä saada muutettua ennakoivaksi. Yksi vaihtoehto on ulkoistaa kunnossapitotehtävät urakoitsijalle, jolle annetaan tarkat työtilaukset ja suorittamiseen selkeä aikataulu.

Toinen vaihtoehto on muuttaa organisaatorakennetta siten, että Seiverkot Oy:llä on oma henkilökunta tekemään kunnossapitoon liittyvät tehtävät ja toimenpiteet, jolloin kunnossapidon toteutuksen hallinta on paremmin verkkoyhtiöllä hallussa. Käytännössä tämä tarkoittaa Seiverkot Oy:n muuttumista hallinnollisesta ja omistavasta tahosta myös suorittavaan tahoon.

5.2.5 Kunnossapitotarkastuksissa kerättävät tiedot

Vuosittaisiin kunnossapitotarkastuksiin pitää jatkossa myös lisätä erilaiset komponenttien tarkistettavat tiedot, kuten miten muuntamossa on toteutettu ylijännitesuojaus, onko muuntamolla lintusuoja tai sen jompit päällystetty. Tällä hetkellä VTJ:ssä on hajanai-

sesti tietoa komponenttien tietyistä ominaisuuksista. Jos tieto olisi tarkemmin digitoituna, voisi investointeja suunnitella ja kohdentaa tarkemmin.

Vuosittaisissa avojohtoverkon tarkastuksien yhteydessä olisi hyödyllistä kerätä tietoa, minkälaisessa maastossa avojohto on. Metsäisyysasteen pitäisi olla olemassa oleviin käsitteisiin verrattavissa. Esimerkiksi sen jaottelun voisi toteuttaa kolmella vaihtoehdolla: puuvarma, metsän reunassa ja metsässä. Puuvarma käsittäisi tilanteet kuten peltoaukealla oleva avojohto tai paikat, jossa linja kulkee niin kaukana puista, ettei niistä ole haittaa. Jaottelua voisi käyttää apuna vikatilanteiden ratkaisussa, koska esimerkiksi VTJ:n laskennallinen vikavirta voi osoittaa useita paikkoja, missä vika voi olla. VTJ:n tallennettu metsäisyysaste voisi nopeuttaa vikojen ratkaisemista.

5.2.6 Verkon suunnittelu

Tällä hetkellä Seiverkot Oy:ssä ei ole pitkäaikaisia strategisia suunnitelmia verkon suhteen. Omia suunnitelmia ei ole tehty, koska Seinäjoen kaupungin syksyisin tekevät suunnitelmat ja linjaukset kaupungin asuinalueiden suhteen määräävät sen, minne yhtiö joutuu asettamaan resurssinsa. Pitkäaikaisen strategisen suunnitelman tekeminen olisi hyödyllistä, edes periaatteena taustalla, kun suunnitellaan koko konsernin toimenpiteitä kaupungin suunnitelmien kanssa. Mahdollisen tavoiteverkon suuntaviivat esimerkiksi vuodelle 2025 voisi asettaa jo nyt.

Yleissuunnittelussa voidaan kirjata tavat ja ohjeet miten verkkoa on tarkoitus rakentaa ja mistä näkökulmasta. Tämän perusteella itse asuinalueiden suunnittelu yksinkertaistuu ja johdonmukaistuu, eikä se riipu suunnittelua tekevistä henkilöistä. Yleissuunnittelussa pitäisi ottaa eniten kantaa siihen, millä toimenpiteillä ja valinnoilla jo suunnitteluvaiheessa toimitusvarmuuteen tulevaisuudessa voidaan vaikuttaa.

On tärkeää reagoida etukäteen suuriin muutoksiin, jotka koskevat Seiverkot Oy:n jakeluverkkoa. Esimerkiksi uuden sähköaseman suunnittelun yhteydessä pitäisi suunnitella mahdollisimman pitkälle, minkälaisia yhteyksiä asemalta tehdään muiden sähköasemien johtolähtöihin ja minkälaisille on tarve. Tekemällä ennakkosuunnittelu hyvin välttää tilanteita, joissa uusia johtolähtöjä suunnitellaan pelkästään uusien asuinalueiden ehdoilla.

Jos jossain vaiheessa siirrytään ulkopuolisen urakoitsijan käyttöön verkon rakentamisessa, pitää suunnitelmien tekoon panostaa enemmän ja kiinnittää enemmän huomiota pieniinkin yksityiskohtiin. Yhteistyö ei välttämättä ole yhtä joustavaa ulkoisen urakoitsijan kanssa verrattuna urakoitsijaan, joka toimii saman konsernin sisällä.

5.2.7 Vikapäivystystoiminnan kehittäminen

Kappaleessa 4.3 esitetyn laajamittaisen sähköasemavian tapahtumisajankohtaa on mahdoton arvioida etukäteen. 2h TJE KK:n kannalta tärkeintä on vian etsintään käytettävä aika. Tätä aikaa tulee saada vähennettyä. Vika voi tapahtua milloin vain, ja sillä hetkellä töissä olevat henkilöt tai käyttöpäivystäjät vaikuttavat vian ratkaisuun olennaisesti. Esimerkiksi vikapäivystäjillä on vaihtelevasti kokemusta ja tietoa Seiverkot Oy:n verkkoon liittyen. Tämä niin sanottu 'hiljainen tieto' on erittäin suuressa roolissa vikatilanteen ratkaisussa. Jos kyseistä tietoa on saatavilla, voi sähkönjakelu palautua normaaliksi selkeästi nopeammin kuin silloin, kun vähemmän kokemusta omaavat henkilöt joutuvat ratkaisemaan tilanteen.

Kokemusta kerääntyy ajan myötä, mutta se ei jakaudu tasaisesti erilaisten tilanteiden osuessa kohdalle eri käyttöhenkilökunnan jäsenille. Jo vuosikymmeniä konsernin palveluksessa olleiden käyttökokemuksia tulee saada muun käyttöhenkilökunnan tietoon paremmin. Asian edesauttamiseksi koulutustilaisuudet ovat hyviä. Niissä kerrataan myös

vikojen ratkaisemisen tavat ja säännöt. Kirjatut ohjeet eri tilanteista on syytä tehdä tai päivittää ajan tasalle, jos niitä jostain tilanteista on. Koulutuksen jälkeen kokeiden pito koulutuksen sisällöstä ja niiden läpäisy voisi olla vaatimus käyttöhenkilökunnassa olemiseen.

Käyttöhenkilökunnan pitää hallita nyt useita eri järjestelmiä. Ongelmia voi syntyä esimerkiksi, kun henkilö, joka ei päivittäin ole tekemisissä verkkotietojärjestelmän kanssa, joutuu verkon vikaa selvittämään. Sama koskee muita järjestelmiä. Järjestelmät päivittyvät kaiken lisäksi aika ajoin ja jollain tavalla pitää varmistaa käyttöhenkilökunnan pysyminen eri järjestelmistä perillä. Muussa tapauksessa keskeytysaika voi kasvaa, kun oma aika menee eri järjestelmien kanssa opetteluun itse vian selvityksen ja korjaamisen ohella.

Vakavia vikoja varten, kuten sähköaseman putoaminen verkosta, tulisi tehdä yksityiskohtainen ratkaisumalli. Sitä seuraamalla asiat tehdään loogisesti oikeassa järjestyksessä ja kaikille käyttöhenkilöille on selvää miten periaatteellisesti toimia, sillä kyseisen vian esiintyminen on harvinaista, ehkä jopa vain kerran työuran aikana. Kyseistä mallia tulisi myös harjoitella käytännössä simuloimalla vikatilannetta.

On syytä harkita vikatapahtumahistorian ottamista käyttöön, joko lähitulevaisuudesta eteenpäin tai jos resurssit riittävät, myös taaksepäin. Helposti saatavilla olevasta historiatiedosta voi olla oivaa apua etenkin, jos käyttöpäivystäjänä on kokemattomampi henkilö. Vikatilanteista voitaisiin esimerkiksi kirjata verkkotietojärjestelmään vian ajankohta, syy ja kuka ollut päivystäjänä. Kyseinen raportointi on syytä tehdä kunnossapitotietojärjestelmästä erillisenä ja toteuttaa esimerkiksi tekstipisteinä verkkotietojärjestelmään. Tekstipisteet näkyisivät verkkotopologian mukana aina helposti ymmärrettävänä tietona. Jos vikahistorian kirjaamiskäytäntö otetaan käyttöön, sen täyttö ja ylläpito pitää tehdä kaikille käyttöhenkilöille selväksi.

Vuonna 2011 kustannukset päivystäjien varallaolosta olivat olleet 256 k€ ja vastavasti vuonna 2012 240 k€ luokkaa. Kustannukset ovat verrattavissa yhden sähköaseman 2h TJE KK:n tilanteessa, joka on esitelty kappaleessa neljä. Resurssien lisääminen käyttöhenkilökuntaan ei ole kustannusten kannalta perusteltua, koska henkilökunnan määrä ei ole ratkaisevin tekijä vian ratkaisemisessa vaan kokemus. [11]

Vian etsinnän nopeuttamiseksi myös toimintatapojen muuttamista voisi harkita. Nykyisin päivystäjät useimmiten kokoontuvat ensin toimitalolle ja sen jälkeen perehtyvät vikaan ja sen laajuuteen. Koska aika on ratkaiseva tekijä kustannusten ja keskeytyksestä aiheutuvan haitan suhteen, tulisi siitä ajasta, joka menee niin sanotun kakkospäivystäjän liikkumisesta toimitalolle, luopua mahdollisuuksien mukaan. Kyseinen aika pitäisi käyttää vian etsintään ykköspäivystäjän opastuksella. Jos esimerkiksi vika on tiedossa avojohtolähdöllä myrskyn vuoksi, tulisi kakkospäivystäjän suunnata suoraan sen lähdön luo. Myös konsernin henkilökunnan asuinsijainteja voisi hyödyntää vian etsinnässä ja korjauksessa. Jos esimerkiksi tiedetään vian olevan Heikkilänmäen asuinalueella, kannattaa hyödyntää siellä asuvia henkilöitä mahdollisuuksien mukaan. Käytettävien resurssien koordinoimisen helpottamiseksi voisi tehdä järjestelmän, johon henkilöstö voisi ilmoittaa ovatko paikkakunnalla/tavoitettavissa työajan ulkopuolella. Silloin välttyttäisiin turhilta soitoilta ja henkilöstö olisi helpommin saatavilla tarvittaviin töihin.

5.2.8 Sähkömarkkinalain muutoksen vaikutuksiin varautuminen

Nykyisillä vakiokorvausportaiden aikarajoilla Seiverkot Oy ei ole joutunut maksamaan vakiokorvauksia asiakkailleen toistaiseksi lainkaan. Verkkoyhtiö on ollut osittain myös onnekas, kun erilaiset myrskyt ovat menneet jakelualueen ohi aiheuttamatta keskeytyksiä.

TEM:n esityksen toteutuessa vikojen kesto aika pitää jäädä alle kuuteen tuntiin valtaosalla Seiverkot Oy:n jakelualueesta. Se voi tuoda haasteensa hankalien vikatapauksien hoitamisessa Seiverkot Oy:n jakelualueella. Todennäköisesti niin pitkäaikaiset viat Seiverkot Oy:n jakelualueella sijoittuvat avojohtolähdöille hankalaan maastoon. Joissain tapauksissa kuuden tunnin korjausaika voi jäädä liian lyhyeksi esimerkiksi, jos vikana on edellä mainitussa paikassa useiden tai jopa kymmenien puiden kaatuminen linjan päälle.

Seiverkot Oy:n tärkein tehtävä on säilyttää nykyinen toimitusvarmuus myös tulevaisuudessa. Reagoimalla kunnossapitotarkastuksissa ilmeneviin asioihin ajoissa sekä panostamalla vyöhykekonseptiin tässä diplomityössä esitetyin keinoin Seiverkot Oy voi ylläpitää ja parantaa nykyistä toimitusvarmuuden tasoa.

Seiverkot Oy:n on tärkeä panostaa jatkossa varautumissuunnitelmaan sekä asiakastiedotukseen häiriötilanteissa tulevan sähkömarkkinalain edellyttämällä tavoilla. Yksi vaihtoehto on tehdä internet palveluportaali, kuten esimerkiksi muilla verkkoyhtiöillä on. Sen lisäksi tekstiviestitiedotus tavoittaa huomattavasti paremmin asiakkaat häiriötilanteissa, koska internet-palvelun käyttäminen älylaitteilla onnistuu yleisesti ottaen silloin, kun sähköä on saatavilla pitkäaikaisesti.

Jos TEM:n esitys toteutuu sellaisenaan, täytyy Seiverkot Oy:ssä tehdä verkolle tarkka aluejako. Eri johtolähdöille on silloin eri vaatimukset keskeytyksien pituuksista ja sähkön toimitusvarmuudesta. Aluejako voi perustua esimerkiksi Corine Land Cover aineistoon tai hätäkeskuksen määrittämään aluekohtaiseen kiireellisyyteen.

Toinen vaihtoehto perustuu pelastustoimen riskialuejaotteluun. Sen mukaan eri alueille määritetään riskitaso ja siihen soveltuva tavoitteellinen toimintavalmiusaika. Määrittely perustuu Tilastokeskuksen tuottamaan riskiruutuaineistoon, joiden riskiluokka määritellään asukasluvun, kerrosalan ja tieliikenneonnettomuuksien määrän mukaan. Riskialue muodostuu, jos alueella on vähintään kymmenen samaan tai korkeampaan riskiluokkaan kuuluvaa riskiruutua. Riskialueluokkia on neljä, joista kolmelle on asetettu tavoitteelliset 6 min, 10 min ja 20 min toimintavalmiusajat.

6 YHTEENVETO

Toimitusvarmuuden parantaminen on tärkeässä roolissa verkkoyhtiöiden toiminnassa nyt ja tulevaisuudessa. Sähkömarkkinalain muutos toteutunee vuoden 2013 aikana, mikä ohjaa verkkoyhtiöitä panostamaan toimitusvarmuuteensa. Alueellisesti verkkoyhtiöiden sähköjakelun luotettavuudessa on suuriakin eroja, lähinnä jakeluverkkojen toimintaympäristön rakenne-erojen vuoksi. Eniten toimitusvarmuutensa parantamiseksi joutuvat tekemään verkkoyhtiöt, joilla on valtaosa jakeluverkostaan rakennettuna vika-alttiisti ilmaan. Kaupungeissa ja lähitaajamissa olevat verkkoyhtiöt joutuvat keskittymään pienempiin yksityiskohtiin, jotta voisivat jo hyvällä tasolla olevaa toimitusvarmuuttaan nostaa vielä paremmaksi.

Seiverkot Oy:n tapauksessa toimitusvarmuutta parantavia keinoja ovat vyöhykekonseptin toteuttaminen verkkokatkaisijoiden avulla, maakaapelointiasteen nostaminen sekä varayhteyksien rakentaminen johtolähdöille ja johtolähtöjen saneeraus. Työssä valittiin kuusi johtolähtöä, joiden toimitusvarmuutta haluttiin nostaa edellä mainittujen toimenpiteiden avulla. Valinta tehtiin hyödyntäen keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskentaa ottaen huomioon johtotyyppien vikataajuus. Valitut johtolähdöt olivat Itikka J12, Myllykoski J11, Myllykoski J13, Pohja J07, Soukkajoki J05 ja Soukkajoki J08.

Seiverkot Oy oli jo aiemmin kokemuseräisesti suunnitellut verkkokatkaisijoiden investoimisia tiettyihin paikkoihin jakeluverkkoa. Työn avulla oli tarkoitus selvittää laskennallisesti perustellen, minne verkkokatkaisijat kannattaisi lisätä. Lopulta tarkemmassa tutkittavien johtolähtöjen analyysissä ilmeni, että Itikka J12 (Pohja J09), Myllykoski J13 sekä Soukkajoki J05 ja J08 johtolähdöillä on tarve uusille suojausvyöhykkeille. Ne toteutetaan verkkokatkaisijoilla, joita asennetaan avojohtoverkkoon laskennassa määriteltujen solmupisteiden läheisyyteen. Pisteet ovat pääosin käytännössä pylväsmuuntamoita tai johtoerottimia, joten verkkokatkaisijoiden lisääminen tapahtuu olemassa olevia rakenteita muuttamalla tai korvaamalla.

Maakaapelointiasteen nostaminen on tärkeässä roolissa Myllykoski J11 johtolähdön toimitusvarmuuden parantamisessa. Se kannattaa toteuttaa saneeraamalla vanhaa avojohtoverkkoa pylväsmuuntamoihin. Myös varayhteys johtolähdölle kannattaa luoda erilaisia poikkeustilanteita varten.

Pohja J07 johtolähdön toimitusvarmuuden parantamiseksi paras vaihtoehto on rakentaa uusia varayhteyksiä eri johtolähtöihin. Verkkokatkaisijoiden lisäys sille tai sen maakaapelointiasteen nosto eivät ole järkeviä ratkaisuja.

Soukkajoki J05 johtolähtö oli tutkittavista johtolähdöistä kaikista mielenkiintoisin ja monimutkaisin. Sen rakenne on haastava etenkin poikkeustilanteiden sähköjakelua ajatellen. Lähdöllä on useita muuntamoita ilman varayhteyksiä rengasverkon sisällä, ja korjaustöitä varten vähän erottimia, joilla hallita tilannetta. Kyseistä johtolähtöä tulee saneerata laajasti sekä luoda rengasverkon sisälle lisää poikittaisia yhteyksiä jo aiemmin mainittujen verkkokatkaisijoiden lisäksi.

Analyyseissä ja laskennallisen KAH-kustannuksen laskelmissa käytetty keskimääräinen vikataajuus todennäköisesti vääristää tuloksia, koska Seiverkot Oy:n johtolähtöjen pituudet ovat lyhyet ja niitä on huomattava määrä kuormitukseen nähden. Oletettavasti Seiverkot Oy:n jakelualueen vikataajuudet ovat pienempiä kuin keskimääräiset vikataajuudet.

Ylempänä esitetyille johtolähdöille toimitusvarmuutta parantavia toimenpiteitä on järkevää toteuttaa seuraavassa järjestyksessä:

- Johtolähdöllä Soukkajoki J05 Kärjen asuinalueen verkon rakenteen muutokset ja Komulaisen erotinaseman kauko-ohjattavien erottimien E14 ja E142 muuttaminen verkkokatkaisijoiksi
- Myllykoski J13 johtolähdön erottimen E99 muuttaminen verkkokatkaisijaksi
- Auneksen asuinalueen sähköjakelun toteutus Pohja J09 johtolähdön kautta sekä sen verkkokatkaisijainvestoinnit
- Myllykoski J11 lähdön avojohtoverkon saneeraus ja varayhteyden rakentaminen
- Teollisuusaluetta syöttävän Pohja J07 johtolähdön varmistaminen uusien varayhteyksien avulla
- Soukkajoki J08 johtolähdön erottimen E102 muuttaminen verkkokatkaisijaksi.

Toteutusjärjestykseen vaikuttavat muun muassa keskeytyskustannussäästöt verrattuna vaadittuihin investointeihin, eri johtolähtöjen merkitys ja tärkeys, asiakasmäärät, toteuttamisen vaikeus sekä toimenpiteiden vaikutus kokonaisuudessaan Seiverkot Oy:n jakelualueen luotettavuuteen.

Edellä mainittujen asioiden lisäksi työssä tutkittiin muita toimitusvarmuutta parantavia asioita ja toimenpiteitä sekä varautumista uuden sähkömarkkinalain vaikutuksiin. Tärkeiksi asioiksi nousivat strateginen suunnittelu ja kunnossapidon tehostaminen, jotta toimitusvarmuus säilyy vähintään samalla tasolla kuin nyt. Strategisessa suunnittelussa tulisi panostaa tavoiteverkon suunnitteluun, koska pelkästään Seinäjoen kaupungin suunnitelmien mukaan jakeluverkon rakentaminen ja kehittäminen voi luoda pitkällä aikavälillä ongelmia sähköjakelun toteuttamisessa järkevästi ja toimitusvarmasti. Kunnossapitoa tulisi tehostaa siten, että vuosittaisissa kunnossapitotarkastuksissa ilmeneviin normaalista poikkeaviin kuntotietoihin reagoidaan nopeammin. Jos komponenttien kunnan annetaan rapistua, tulevaisuudessa ne vikaantuvat ja aiheuttavat lopulta sähköjakelun keskeytyksiä.

Myös investoimalla uuteen sähköasemaan ja sähköasemien välisiin yhteyksiin Seiverkot Oy voisi vähentää laajamittaisten sähköjakelun keskeytyksien esiintymisriskiä. Puolestaan käytöntukijärjestelmäinvestoinnin avulla voisi Seiverkot Oy nopeuttaa sähköjakelun palauttamista poikkeustilanteissa sekä tiedottaa asiakkaille keskeytyksistä.

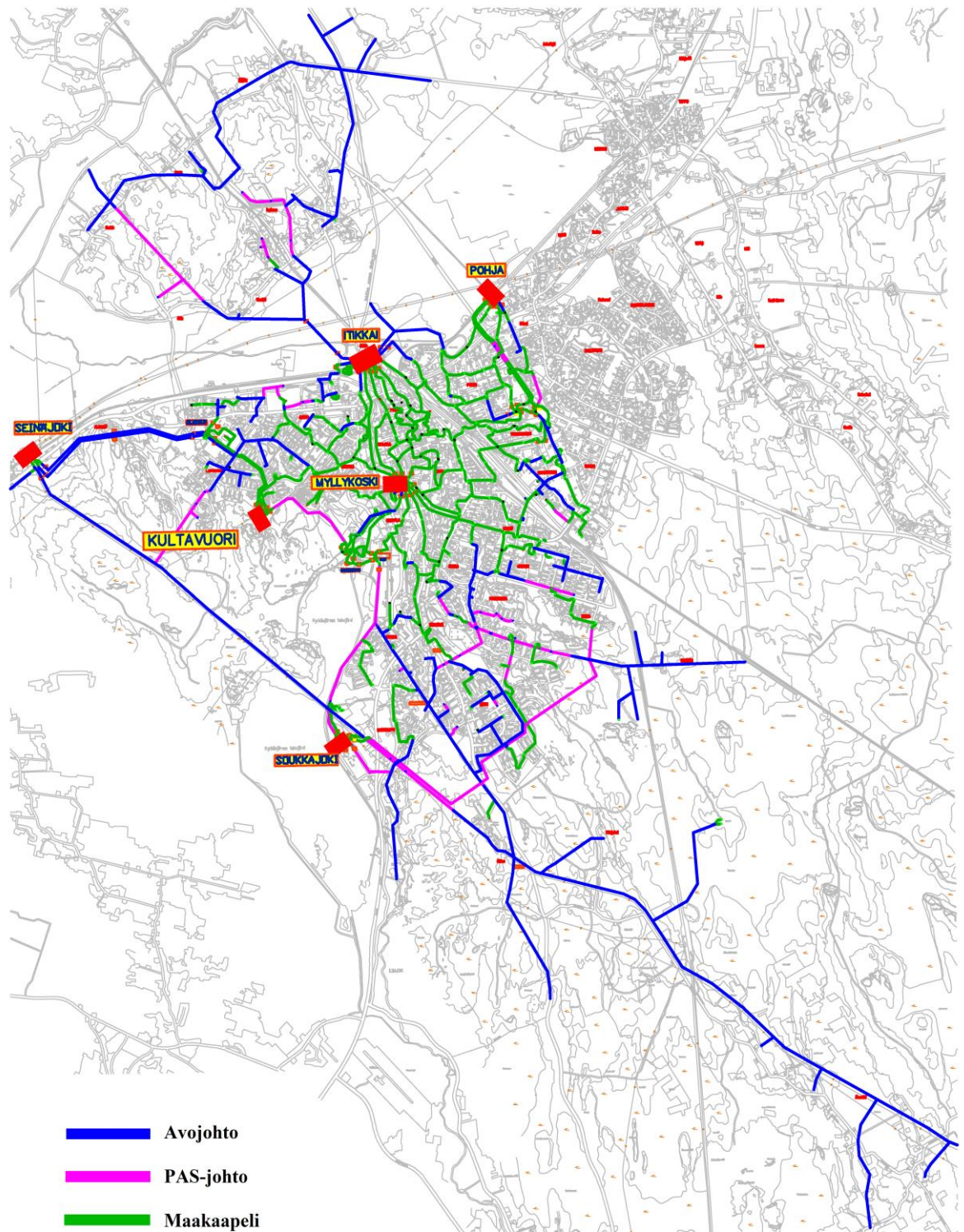
LÄHTEET

- [1] Työ- ja elinkeinoministeriö, 2012. Muistio ehdotetuista toimenpiteistä sähköjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutuksien lievittämiseksi.
- [2] Energiateollisuus ry. 2012. Sähköjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot –raportti 2010.
- [3] Energiateollisuus ry. Keskeytystilastointiohje 2005
- [4] Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljanen, S., Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2004, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005, 43 s.
- [5] Energiamarkkinavirasto, Vuoden 2004 alusta kerättävät sähkön laatua kuvaavat tunnusluvut. Helsinki, 2003, Dnro 208/429/2003, 3 s.
- [6] Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P., Sähköverkon keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teknillinen korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2005.
- [7] Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljanen, S., Partanen, J., Mäkinen, A., Verho, P., Järventausta, P., Keskeytystunnuksien referenssiarvon määrittäminen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto 2007.
- [8] Energiamarkkinavirasto, 2011. Sähköverkonhaltijoiden valvontamenetelmät vuosille 2012–2015. [WWW]. [Viitattu 27.3.2013]. Saatavissa: <http://www.emvi.fi/alasivu.asp?gid=364&languageid=246>
- [9] Suomen virallinen tilasto (SVT): Kuluttajahintaindeksi [WWW]. Helsinki: Tilastokeskus [Viitattu 7.8.2012]. Saatavissa: <http://www.stat.fi/til/khi/index.html>
- [10] Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljanen, S., Lassila, J., Partanen, J., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P., DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2006, 81 s. + liitt. 15 s.
- [11] Energiateollisuus. 2007–2011. Keskeytystilastot. [WWW]. [Viitattu 7.1.2013] Saatavissa: <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkon-keskeytystilastot>
- [12] Heikki Fält 2012. Käyttötekniikka, Seiverkot Oy, Seinäjoki. Haastattelu 26.7.2012, 3.10.2012 ja 20.11.2012.
- [13] Mäkinen, A., Rissanen, J., Järventausta, P., Sähköjakeluverkon jännitekuoppien seuranta osana sähkön laadun hallintaa, Tampereen teknillinen korkeakoulu, 2001, TESLA raportti NRO 45/2001, 35 s.

- [14] Järvinen J., Jännitekuopat osana sähköjakeluverkon luotettavuuspohjaista verkostanalyysiä. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2004, 102 s.
- [15] Marttila, M., Keskijänniteverkon ylijännitesuojauksen optimointi. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2007, 101 s.
- [16] Eskelinen, J., Sähköjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen. Diplomityö, Lappeenrantaan teknillinen yliopisto, 2008, 109 s.
- [17] ABB Oy. Sähkövoimatuotteet ja – järjestelmät. Älykkäät sähköjakeluratkaisut - Vyöhykekonsepti. [WWW]. [Viitattu 26.3.2013]. Saatavissa: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/9409b29a62544256c12577e600441166/\\$file/vyohykekonsepti_broch_756766_lrfia.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/9409b29a62544256c12577e600441166/$file/vyohykekonsepti_broch_756766_lrfia.pdf)
- [18] Matti Lehtonen, Eero Saarijärvi ja Kari Nurminen. Sähkötekniikan laitos. Aalto-yliopisto 2010. Kevyt kaapelijärjestelmä haja-asutusalueiden tarpeisiin. Loppuraportti. [WWW]. [Viitattu 11.10.2012].
- [19] Energiamarkkinavirasto 2011. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012–2015
- [20] Suomen asuntomessut. Asuntomessut Seinäjoella 2016. [WWW]. [Viitattu 4.10.2012]. Saatavissa: <http://www.asuntomessut.fi/asuntomessut-seinajoella-2016>
- [21] Seinäjoen Energia. 2012. Vuosikertomus 2011. [WWW]. [Viitattu 26.7.2012]. Saatavissa: <http://www.seinajoki.fi/energia/yritysinfo/toimintakertomus.html>
- [22] Antti Koskela 2012. Johtaja, Seiverkot Oy, Seinäjoki. Haastattelu 30.5.2012 ja 6.9.2012
- [23] Seinäjoen Energia. 2008. Vuosikertomus 2008.
- [24] Seiverkot 2008–2012, Keskeytystilasto Energiateollisuudelle.
- [25] Energiamarkkinavirasto. Seiverkot OY verkkotiedot vuodelta 2012 valvontatietojärjestelmästä
- [26] Energiamarkkinavirasto 2010, Energiamarkkinaviraston ajankohtaispäivät 2010. [WWW]. [Viitattu 4.1.2013]. Saatavissa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Matikainen_Mika_201003.pdf
- [27] Energiamarkkinavirasto, 2012. EMV Valvontatietojärjestelmä, yhteenveto Seiverkot Oy:n verkkotiedoista [sisäinen]
- [28] Energiamarkkinavirasto, 2010. Sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2010. [WWW]. [Viitattu 25.7.2012]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=2647&pgid=69>

- [29] Tekla NIS verkkotietojärjestelmä
- [30] Martti Ijäs 2012. Projekti-insinööri, Seiverkot Oy, Seinäjoki.
Haastattelu 26.6.2012, 1.10.2012 ja 8.2.2013
- [31] Energiamarkkinavirasto 2013, Sähkönjakeluverkon komponenttien
yksikköhinnat 2013. [WWW]. [Viitattu 18.1.2013]. Saatavissa:
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=3327&pgid=195&languageid=246>

Liite 1: Seiverkot Oy:n 20 kV:n jakeluverkko



Liite 2: Johtolähtöanalyysi ja KAH-kustannusten laskennallinen odotusarvo

SA / Lähtö	Kaapelointias- te	Aluejako	Asiakkaita	Energia	Avo	Maa	PAS	Johtopituus	Laskennallinen 2h KAH
	(%)		(kpl)	(MWh)	(m)	(m)	(m)	(m)	k€
Itikka									
J03									
J04	99,7	City	320	16204		3621		3631	1,6
J05	73,8	Taajama	364	3414	835	2348		3183	0,9
J06	100	City	680	10264		3038		3038	0,8
J07	100	City	512	7592		2760		2760	0,6
J08	100	City	1133	13734		5478		5478	2,0
J09	94,7	City	1059	16858	480	8500		8980	5,8
J11	45,9	Taajama	704	13262	3156	3653	1142	7951	11,5
J12	3,2	Maaseutu	503	9726	21157	866	5032	27055	50,1
Pohja									
J05	73,2	Taajama	180	8580	865	3823	538	5226	2,7
J06	92,9	City	255	28883		6420	491	6911	5,2
J07	64,5	Taajama	218	20573	3125	7162	821	11108	19,6
J08	88,3	City	942	10973	728	5498		6226	3,5
J09	59,2	Taajama	79	2157	2051	2977		5028	1,2
Myllykoski									
J05	100	City	440	8095		2472		2472	0,5
J07	100	City	2359	10223		6579		6579	1,8
J08									
J09	100	City	2182	12917		5560		5560	2,0
J10									
J11	62,9	Taajama	2664	20272	3738	7792	857	12387	22,6
J12	97,6	City	689	11194	139	5718		5857	2,1
J13	32,1	Taajama	2112	13109	6665	4884	3654	15203	23,3
J14	98,8	City	653	11457	69	5716		5785	2,0
J15	70,1	Taajama	1	13373	1166	2736		3902	4,7
Soukkajoki									
J04	37,8	Taajama	659	7055	1146	2658	3228	7032	2,8
J05	26,9	Maaseutu	1917	17969	12712	5698	2742	21152	58,0
J06	100	City	3	22879		977		977	0,6
J07	8,8	Maaseutu				599	6227	6826	
J08	2,6	Maaseutu	313	3743	41520	1167	2897	45584	37,4
J09	100	City				262		262	
Kultavuori									
J07	100	City	5	34097		3088		3088	2,9
J09	100	City				2426		2426	
J11	45,4	Taajama	1612	15945	4564	4285	585	9434	19,4
J12	21,4	Maaseutu				471	1732	2203	

Lyhenteet:

SA: Sähköasema

Energia : Vuosienergia

Avo : Avojohto

Maa : Maakaapeli

PAS: Päälystetty avojohto

Liite 3: Sähköaseman verkosta irtoamisen keskeytyskustannukset

SA / Lähtö	Kaapelointiaste	Aluejako	Asiakkaita	Energia	Johtopituus	Kyseisen SA:n 2h TJE KK	2h TJE KK
	(%)		(kpl)	(MWh)	(m)	k€	k€
Itikka						275,0	
J03							
J04	99,7	City	320	16204	3631		48,9
J05	73,8	Taajama	364	3414	3183		10,3
J06	100	City	680	10264	3038		31,0
J07	100	City	512	7592	2760		22,9
J08	100	City	1133	13734	5478		41,5
J09	94,7	City	1059	16858	8980		50,9
J11	45,9	Taajama	704	13262	7954		40,1
J12	3,2	Maaseutu	503	9726	27054		29,4
Pohja						215,0	
J05	73,2	Taajama	180	8580	5226		25,9
J06	92,9	City	255	28883	6911		87,2
J07	64,5	Taajama	218	20573	11108		62,1
J08	88,3	City	942	10973	6226		33,1
J09	59,2	Taajama	79	2157	5028		6,5
Myllykoski						304,0	
J05	100	City	440	8095	2472		24,5
J07	100	City	2359	10223	6579		30,9
J08							
J09	100	City	2182	12917	5560		39,0
J10							
J11	62,9	Taajama	2664	20272	12387		61,2
J12	97,6	City	689	11194	5857		33,8
J13	32,1	Taajama	2112	13109	15203		39,6
J14	98,8	City	653	11457	5964		34,6
J15	70,1	Taajama	1	13373	3902		40,4
Soukkajoki						156,0	
J04	37,8	Taajama	659	7055	7032		21,3
J05	26,9	Maaseutu	1917	17969	21152		54,3
J06	100	City	3	22879	977		69,1
J07	8,8	Maaseutu			6826		
J08	2,6	Maaseutu	313	3743	45584		11,3
J09	100	City			262		
Kultavuori						151,2	
J07	100	City	5	34097	3088		103,0
J09	100	City			2426		
J11	45,4	Taajama	1612	15945	9434		48,2
J12	21,4	Maaseutu			2203		

Liite 4: Itikka J12:n johtolähtöanalyysi syötettynä Pohjan sähköaseman J09 johtolähdön kautta

SA / Lähtö	Kaapelointiaste	Aluejako	Asiakkaita	Energia	Avo	Maa	PAS	Summa	Laskennallinen 2h KAH
	(%)		(kpl)	(MWh)	(m)	(m)	(m)	(m)	k€
Pohja J09	16,3	Maaseutu	521	7659	19760	4832	5032	29624	37,7